



TESIS DOCTORAL

OBJETIVOS Y METODOLOGÍA PARA ESTABLECER UNA SMART GRID

Programa: Análisis y Diseño en la Ingeniería Civil y Energética

Doctorando: Dña. Susana Carillo Aparicio

Directores: Dr. D. Francisco Pérez Hidalgo
Dr. D. Juan Ramón Heredia Larrubia

En el marco de: Departamento de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior. de
Ingenieros Industriales
Universidad de Málaga

Málaga, Octubre de 2015

~ 1 ~



**Publicaciones y
Divulgación Científica**

AUTOR: Susana Carillo Aparicio

 <http://orcid.org/0000-0001-8075-0925>

EDITA: Publicaciones y Divulgación Científica. Universidad de Málaga



Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 4.0 Internacional:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode>

Cualquier parte de esta obra se puede reproducir sin autorización pero con el reconocimiento y atribución de los autores.

No se puede hacer uso comercial de la obra y no se puede alterar, transformar o hacer obras derivadas.

Esta Tesis Doctoral está depositada en el Repositorio Institucional de la Universidad de Málaga (RIUMA): riuma.uma.es

Dr. D. Francisco M. Pérez Hidalgo, Profesor Titular del Departamento de Tecnología Electrónica de la Universidad de Málaga

CERTIFICO:

Que **Dña. Susana Carillo Aparicio**, ha realizado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Málaga, bajo mi dirección, el trabajo de investigación correspondiente a la Tesis Doctoral titulada: **“Objetivos y Metodología para establecer una Smart Grid”**.

Revisado el presente trabajo, estimo que puede ser presentado al Tribunal que ha de juzgarlo.

Y para que así conste a los efectos oportunos, **AUTORIZO** la presentación de la Tesis en la Universidad de Málaga.

Málaga, a 22 de Octubre de 2015

Fdo. Dr. Francisco M. Pérez Hidalgo

Dr. D. Juan Ramón Heredia Larrubia, Profesor Titular del Departamento de Tecnología Electrónica de la Universidad de Málaga

CERTIFICO:

Que **Dña. Susana Carillo Aparicio**, ha realizado en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Málaga, bajo mi dirección, el trabajo de investigación correspondiente a la Tesis Doctoral titulada: **“Objetivos y Metodología para establecer una Smart Grid”**.

Revisado el presente trabajo, estimo que puede ser presentado al Tribunal que ha de juzgarlo.

Y para que así conste a los efectos oportunos, **AUTORIZO** la presentación de la Tesis en la Universidad de Málaga.

Málaga, a 22 de Octubre de 2015

Fdo. Dr. Juan Ramón Heredia Larrubia

A mis padres,
a Míchelo,
Sonia,
Celia y Ángel.

Agradecimientos:

Este trabajo que presento es el fruto de muchos años de trabajo, hecho con ilusión y verdadera pasión por la temática. Ha sido toda una suerte poder trabajar en este proyecto, haber aprendido tanto y participar desde el comienzo en el nuevo modelo energético del futuro. Pero sobre todo ha sido todo un lujo haber tenido la posibilidad de conocer tantas nuevas tecnologías, lugares interesantes, proyectos innovadores y, lo más importante, grandes personas de las que he aprendido a todos los niveles y a las que nunca olvidaré.

Me gustaría que estas líneas sirvieran para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización del presente trabajo. Son muchos a los que debo esta tesis doctoral, así que todo mi agradecimiento:

A mis directores de tesis por guiarme y animarme, por sus consejos y conocimientos transmitidos, y sobre todo a Paco pues, durante años, cada vez que nos encontrábamos me insistía en que terminase este trabajo.

A mis compañeros de Endesa por hacer siempre agradable el día a día de trabajo compartido, ellos saben quiénes son, y en especial a Javier Leiva por todo su buen hacer y ánimos en estos años compartidos de Smartcities. También a Moisés Herrero, sin cuyo trabajo esta tesis no habría llegado a su fin.

A los compañeros del consorcio del proyecto Smartcity Málaga, gracias a su trabajo el proyecto, que sirvió de germen para esta tesis, llegó a buen término. En especial a los amigos y compañeros de Isotrol, IBM, Acciona, Sadiel, Ingeteam, GreenPower Tech y, sobre todo a Ormazabal y a CIRCE que tanto me han enseñado.

A mis jefes pues de todos ellos he aprendido y me dieron distintas oportunidades a lo largo de mi carrera profesional.

A Endesa por permitirme trabajar en este tema tan apasionante, muchas gracias por confiar en mí para este proyecto que tanto me ha aportado.

A mis amigos y familia, ellos también saben quiénes lo son de verdad, que me hacen la vida más feliz y me cargan de energía buena para disfrutar con ellos y con todo lo que hago.

A mis padres porque siempre me lo han dado TODO, y siempre con la mejor de las caras me han ayudado en mi carrera profesional y en mi vida en general. Gracias infinitas.

A mi hermana porque lleva a mi lado toda la vida, con lo que ello implica, y es la persona que mas insistió en que hiciera este trabajo; y a Luci, porque siempre está cerca para lo que necesite.

A Míchelo por acompañarme en este viaje de la vida, por su positivismo continuo y sus ganas de disfrutar, innovar y vivir.

Y a Celia y Ángel, mis tesoros, pues cada uno a su manera me ha animado a seguir generando energía y ganas cada día para avanzar siempre hacia delante y darles ejemplo de constancia y superación.

Índice

Índice

1	QUÉ ES UNA SMART GRID	21
1.1	ANTECEDENTES AL CONCEPTO DE SMART GRID.....	28
2	OBJETIVOS.....	43
3	TECNOLOGÍAS NECESARIAS PARA UNA SMART GRID.	49
3.1	INVENTARIADO DE LA RED Y ESTUDIO DE HISTÓRICOS DE CONSUMO.	50
3.2	TELEGESTIÓN.....	55
3.2.1	<i>Características generales de los sistemas de telegestión y telemedida en España.....</i>	<i>57</i>
3.3	COMUNICACIONES.....	62
3.4	AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.....	63
3.5	INTEGRACIÓN GENERACIÓN Y ALMACENAMIENTO.....	67
3.6	EFICIENCIA ENERGÉTICA Y GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA.....	74
3.7	VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	81
3.8	SISTEMAS.....	91
4	METODOLOGÍA PARA ESTABLECER UNA SMART GRID.	95
4.1	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA A UN CASO REAL.	96
4.1.1	<i>Inventariado de la red y estudio de históricos de consumo.</i>	<i>96</i>
	<i>Cálculo de la capacidad excedente en la red.....</i>	<i>99</i>
	<i>Caso Subestación CENTRO.....</i>	<i>105</i>
4.1.2	<i>Telegestión.....</i>	<i>115</i>
4.1.3	<i>Comunicaciones.</i>	<i>123</i>
	<i>Descripción arquitectura desplegada y requerimientos.....</i>	<i>127</i>
	<i>Resumen solución adoptada de Comunicaciones en el caso real.....</i>	<i>136</i>
4.1.4	<i>Automatización.....</i>	<i>146</i>
	<i>Baja Tensión</i>	<i>154</i>
4.1.5	<i>Integración de generación y almacenamiento.....</i>	<i>160</i>
	<i>Sistemas de almacenamiento de energía.....</i>	<i>168</i>
	<i>Sistema de almacenamiento baja tensión.....</i>	<i>173</i>
4.1.6	<i>Eficiencia Energética y Gestión Activa de la Demanda.</i>	<i>182</i>
	<i>Aplicaciones para pymes.</i>	<i>182</i>
	<i>Aplicaciones para edificios</i>	<i>184</i>
	<i>Aplicaciones para viviendas.....</i>	<i>185</i>
4.1.7	<i>Vehículo Eléctrico.</i>	<i>189</i>
4.1.8	<i>Sistemas.</i>	<i>196</i>
4.2	SÍNTESIS DE LA METODOLOGÍA.	202
5	RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	211
5.1	BENEFICIOS PARA LA SOCIEDAD	211
5.2	BENEFICIOS PARA LAS COMPAÑÍAS	214
5.3	RESULTADOS CONCRETOS DEL CASO PRÁCTICO.....	219
5.4	CONCLUSIONES FINALES.....	223
5.5	RED ELÉCTRICA DEL FUTURO.	225
5.6	LÍNEAS FUTURAS DE INVESTIGACIÓN	229
6	ANEXO 1. IDEVICES. CONCEPTO Y FUNCIONALIDADES.....	235

7 ANEXO 2. SIGLAS Y ACRÓNIMOS	249
8 ANEXO 3.REFERENCIAS.....	257
8.1 APORTACIONES CIENTÍFICAS DE LA PRESENTE TESIS	271
8.1.1 Papers	271
8.1.2 Ponencias en Congresos.....	271
9 ANEXO 4. GRÁFICAS DE CARGA	275

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Esquema clásico de la distribución de energía.....	30
Fig. 2. Curvas monótonas de carga (Amperios), líneas urbanas de media tensión 20kV, Málaga.....	31
Fig. 3. El Operador del Sistema de Distribución (DSO) es un agente perfecto para el desarrollo de las Smart Cities, la infraestructura base ya está desarrollada.....	34
Fig. 4. Arquitectura Smart Grid.....	38
Fig. 5. Ejemplo Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de enero del año 2010.	52
Fig. 6 Ejemplo Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de enero del año 2014.	52
Fig. 7 Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de julio del año 2010.	53
Fig. 8. Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de julio del año 2014.	53
Fig. 9. Requisitos Red de Comunicaciones.....	63
Fig. 10. Diagrama de bloques del sistema de almacenamiento.....	71
Fig. 11. Centro de Transformación con almacenamiento conectado a un nodo de MT de la red de distribución.....	72
Fig. 12. Centro de Transformación con consumo, generación y almacenamiento.....	72
Fig. 13. Agentes implicados en la gestión activa de la demanda	77
Fig. 14. Esquema SGAD Energía	78
Fig. 15. Esquema SGAD Potencia.....	79
Fig. 16. Esquema de un vehículo eléctrico (Mitsubishi iMiev).	86
Fig. 17. Integración de vehículos eléctricos con capacidad de almacenamiento y descarga de energía (Fuente: http://www.itrco.jp/).	86
Fig. 18. Aplanamiento de la curva de demanda mediante vehículos eléctricos y puntos de recarga V2G (Fuente: Red Eléctrica de España)	87
Fig. 19. Modos de carga de vehículos eléctricos.....	89
Fig. 20. Red de distribución MT de Smartcity Málaga.....	97
Fig. 21 Smartcity Málaga, esquema de red.....	99
Fig. 22. Representación gráfica de la capacidad excedente (destinada a nuevos usos) en una línea de Media Tensión suponiendo carga lineal completamente plana.....	101
Fig. 23. Representación gráfica de la capacidad excedente (destinada a Smart Grid) en una línea de Media Tensión suponiendo carga lineal con pendiente.	102
Fig. 24. Esquema ortogonal de la subestación Centro de Málaga Capital.	106
Fig. 25. Cartografía de la subestación Centro sobre callejero.	106
Fig. 26 Cartografía de la subestación Centro de Málaga Capital.	107

Fig. 27. Arquitectura general de la solución Meters and More de Telegestión y Telemedida.....	116
Fig. 28. Contador instalado por ENDESA en sus clientes Smartcity Málaga y de toda España.	118
Fig. 29. Detalle de la colocación de contadores por un operario.....	119
Fig. 30. Concentrador instalado en los centros de transformación.....	119
Fig. 31. Esquema de funcionamiento y comunicaciones.	120
Fig. 32. Proyecto de Telegestión: Curva horaria de consumo de energía activa y reactiva.....	121
Fig. 33. Proyecto de Telegestión: Curva diaria de consumo de energía activa y reactiva.	121
Fig. 34. Proyecto de Telegestión: Potencia máxima.	122
Fig. 35. Vista general de la zona Smartcity Málaga, con los 70 Centros de Transformación MT/BT integrados en la red de comunicaciones Power Line Communications.	127
Fig. 36. Arquitectura de control descentralizado desplegada con dispositivos inteligentes	128
Fig. 37. Diagrama físico de la red Smartcity con comunicaciones PLC.....	130
Fig. 38. Resumen de los requisitos de ancho de banda.	136
Fig. 39. Topología de la red de comunicaciones.	138
Fig. 40. Acoplos PLC, detalles instalación en CT.	139
Fig. 41. Routers PLC/WIMAX.	140
Fig. 42. Esquema físico de la red CORE desplegada entre las subestaciones de alta tensión.....	140
Fig. 43. Interfaz asociada al CT 80159.	141
Fig. 44. Interfaz asociada a la red de comunicaciones de cada Centro de Transformación, elementos conectados al centro, su disponibilidad y los paquetes de datos transmitidos.	142
Fig. 45. Datos de la red de comunicaciones de cada CT. Tiempo respuesta medio (ms) el último año, septiembre 2014.....	142
Fig. 46. Datos de la red de comunicaciones de cada CT. Disponibilidad media (%) el último año, septiembre 2014.....	143
Fig. 47. Esquema de centro de transformación automatizado.....	146
Fig. 48. Equipo ekorGID en CT-307 Guindos.	147
Fig. 49. Gestor Inteligente de Distribución ekorGID.	147
Fig. 50. Unidad de control integrado ekorRCI.....	148
Fig. 51. Unidad ekorUCT sobre celda.....	149
Fig. 52. Falta en línea de MT, entre CT 2B y PF.....	150
Fig. 53. Falta en línea de MT, entre CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs.....	152
Fig. 54. Falta en línea de MT, entre el CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs e iNodes	153
Fig. 55. Falta en línea de MT, entre el CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs y centro de control.	153
Fig. 56. Supervisión de BT integrada en GID.....	154
Fig. 57. Equipo receptor de BT.....	155
Fig. 58. Monitorización de la red de BT.....	157
Fig. 59. Monitorización de la red de BT (ejemplo de curva de potencia).....	158
Fig. 60. Sensores de línea de BT.....	159
Fig. 61. Automatización de la red MT.....	159
Fig. 62. Generación Distribuida renovable integrada en la Smart Grid de Málaga.....	160
Fig. 63. Microgeneración instalada en Málaga.....	161
Fig. 64. Esquema de arquitectura de control.....	162
Fig. 65. Control de microrredes.....	163
Fig. 66. Esquema de control en modo centralizado.....	164
Fig. 67. Control del iNode	165
Fig. 68. Esquema de control en modo distribuido.	166
Fig. 69. SCADA IEC 61850 de la microrred	167
Fig. 70. Instalación de mini-almacenamiento en CT del Palacio de Ferias y Congresos.	171
Fig. 71. Mini-almacenamiento en CT del Palacio de Ferias y Congresos. Diagrama de comunicaciones.....	172

Fig. 72. SAD desarrollado.....	176
Fig. 73. Conexión del SAD	178
Fig. 74. Convertidor de potencia del SAD	179
Fig. 75. Estructura de control implementada	181
Fig. 76. Estructura del sistema DANCA.....	183
Fig. 77. Sistema EUGENE PROFESSIONAL.....	185
Fig. 78. Esquema del sistema GREENWAVE.....	186
Fig. 79. Sobre-enchufe del sistema GNRGY.....	187
Fig. 80. Esquema del sistema GNRGY.....	187
Fig. 81. Sistema EUGENE HOME.....	188
Fig. 82. Curva de carga ciudad de Málaga 2009-2013.....	191
Fig. 83. Punto de recarga V2G desarrollado en Smartcity Málaga.....	193
Fig. 84. Vehículo eléctrico adaptado para la bidireccionalidad V2G.....	193
Fig. 85. Sistema de Información y Control del Vehículo eléctrico del proyecto ZEM2ALL.....	194
Fig. 86. Resultados obtenidos en 2014.....	195
Fig. 87. Árbol de relaciones entre indicadores, objetivos y macroobjetivos.....	197
Fig. 88. Interfaz detallado de los macroobjetivos.....	198
Fig. 89. Sinóptico de la red Smartcity Málaga.....	199
Fig. 90. Interfaz asociada al CT 80159.....	200
Fig. 91. Esquema de los diferentes sistemas implementados. Clara separación DSO Comercializadora.....	201
Fig. 92. Incremento del uso de las energías renovables.....	220
Fig. 93. Reducción de emisiones de CO ₂	221
Fig. 94. Mejora de la eficiencia energética.....	222
Fig. 95. Smart Grids: Necesidades y funciones.....	226
Fig. 96. Esquema simplificado de arquitectura de control. iNodes-iSockets.....	236
Fig. 97. Equipo INGESAS desarrollado por Ingeteam Technology (iNodeSE).....	240
Fig. 98. Módulos del equipo INGESAS (iNodeSE).....	241
Fig. 99. iNodeCT desarrollado por GPtech.....	242
Fig. 100. Tarjeta Rabbit RCM4000 del iSocket.....	242
Fig. 101. Resumen funcionamiento automatización BT y MT.....	243
Fig. 102. Regulación de potencia reactiva.....	244
Fig. 103. Regulador de potencia activa.....	244
Fig. 104. Regulador de precios.....	245

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en 2014.....	98
Tabla 2. Características principales de las subestaciones de Málaga Capital.....	103
Tabla 3. Características principales de la subestación Centro de Málaga Capital.....	105
Tabla 4 Datos de las líneas pertenecientes a la subestación Centro.....	107
Tabla 5. Obtención de la capacidad media excedente de la subestación Centro para la hipótesis de carga lineal completamente plana.....	111
Tabla 6. Obtención de la capacidad media excedente de la subestación Centro para la hipótesis de carga lineal con pendiente.....	113
Tabla 7. Ancho de banda requerido por el anillo A1.....	133
Tabla 8. Ancho de banda requerido por el anillo A3.....	133
Tabla 9. Ancho de banda requerido por el anillo A4.....	134
Tabla 10. Ancho de banda requerido por el anillo A5.....	134
Tabla 11. Ancho de banda requerido por el anillo A6.....	135

<i>Tabla 12. Resumen general de equipos suministrados para el despliegue Anillos.....</i>	<i>138</i>
<i>Tabla 13. Resumen ventajas e inconvenientes de las Comunicaciones testadas.</i>	<i>143</i>
<i>Tabla 14. Características del SAD desarrollado</i>	<i>176</i>
<i>Tabla 15. Red tradicional vs Red inteligente futura.....</i>	<i>231</i>

Capítulo 1

Qué es una Smart Grid

1 Qué es una Smart Grid

Hace unos años comencé preguntándome:

¿A qué se refiere el término Smart Grid? ¿Qué es exactamente una Smart Grid? ¿Por qué se habla de la evolución o revolución de la red eléctrica? ¿Cuáles son los retos a los que se enfrenta el negocio actual de la distribución eléctrica? ¿Por qué el modelo de red actual se está quedando obsoleto y es necesaria una mejora a través de la aplicación de nuevas tecnologías? ¿Está el sistema eléctrico preparado para asumir la conexión de nuevos usuarios de la red? Y lo que es más importante, ¿cuál es el futuro de la distribución de energía eléctrica y qué pasos se deben dar para conseguirlo?

De todas las preguntas anteriores surge la necesidad de realizar el presente trabajo.

'A smart grid is an electricity network that can cost-efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators consumers and those that do both – in order to ensure economically efficient, sustainable power systems with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.'

Fuente: CEER 2010-2014

La definición que dan los reguladores europeos a una Smart Grid es neutra tecnológicamente y se centra en resultados, es lo que la empresa Distribuidora de Energía (DSO¹) viene haciendo hace tiempo: identificar los cambios tecnológicos eficientes y rentables e incorporarlos a su operativa futura.

La red eléctrica debe adaptarse a todos los cambios que el usuario, la sociedad y el contexto social cambiante le exigen [1][2][3]. Hay que estar bien preparados. Por ello, planteo establecer una metodología que aúne cuales deben de ser las tecnologías necesarias a desarrollar y desplegar en las redes eléctricas para conseguir obtener esa deseada Smart Grid que nos permita obtener el modelo energético del futuro. Hay que conseguir que la Smart Grid sea el camino para el desarrollo de un modelo energético más eficiente y sostenible.

¹ Distribution System Operator, corresponde a la empresa Distribuidora de Energía.

Se pretende, por tanto, con la presente tesis mostrar los beneficios y funcionalidades potenciales que tienen las distintas tecnologías de Smart Grids para la empresa eléctrica y la sociedad, y definir una metodología para transformar la red actual en una red inteligente.

Se aprovechará además la experiencia obtenida en un proyecto real como el Smartcity Málaga para analizar resultados de cada una de las tecnologías que son necesarias instalar en una Smart Grid.

Es muy difícil concentrar en pocas palabras lo que la red eléctrica del futuro o Smart Grid supone, puesto que este concepto trae consigo una gran cantidad de nuevas funcionalidades y de tecnologías asociadas, que no se usaban anteriormente, que pretenden dar respuesta a las necesidades que en la actualidad se le presentan a la distribución de electricidad y, a su vez, dar soluciones a unos usuarios cada vez más exigentes [125] [126]. En este trabajo se pretenden reunir todas las funcionalidades y tecnologías necesarias para la red inteligente del futuro. Esta metodología propuesta no existe en la literatura técnica actual y es la aportación principal que se ofrece.

La electricidad, desde la entrada en el siglo XXI, es la forma de energía más consumida en lo que se conoce como el primer mundo, con un ritmo de crecimiento no constante pero sí permanente, posibilita gran parte de lo que hoy concebimos como bienestar social. Las ciudades tienen cada vez mas necesidad de crecer de una forma sostenible y sobre todo limpia. La electrificación de la demanda de energía en las zonas urbanas es la mejor de las opciones existente para conseguir este objetivo de ciudad de futuro más eficiente y sostenible.

El desarrollo de las Smart Grids y, en concreto, establecer una metodología de implantación de las distintas tecnologías, nos permitirá avanzar hacia la mejora del modelo energético actual.

Si nos centramos en la población y su consumo energético se pueden extraer los siguientes datos:

- Actualmente el 52% de la población mundial es urbana, con más de 180.000 personas trasladando su residencia cada día a una ciudad. Se espera que en 2050, se alcance la cifra de 6.000 millones de habitantes, por lo que el 70% de la población mundial vivirá en ciudades, suponiendo tan sólo el 2% de la superficie ocupada.
- En la UE, el 72,6% de la población vive ya en ciudades y para el 2050 se espera que esta cifra alcance más del 82%.
- En Latinoamérica la concentración urbana alcanza ya hoy el 82%.

- Actualmente las ciudades consumen 2/3 de la energía primaria total (de la cual, el 60% se consume en los edificios) y generan el 80% de las emisiones.

Uno de los grandes retos y compromisos de la humanidad para el siglo XXI es el abastecimiento de energía a las ciudades y la reducción de su huella ecológica. Hay que trabajar entre todos para reducir las emisiones contaminantes y conseguir ese mejor modelo energético en las ciudades.

La consideración de la ciudad como ámbito de actuación integral supone el abastecimiento de unas necesidades energéticas crecientes en un entorno territorial muy reducido con una alta dependencia energética del exterior y con la exigencia por parte de la sociedad de un comportamiento energético más sostenible [7] [8] [9]. Esto supone que:

- Hay que fomentar la electrificación de la demanda considerando que la electricidad es el vector energético más eficiente y más respetuoso con el medioambiente por la no existencia de emisiones en destino, y además es el único capaz de ser generado en el punto de consumo. Para ello hay que transformar la red en una red inteligente: Smart Grid.
- Por otro lado, el cumplimiento del objetivo de no dependencia debe estar basado en el aprovechamiento de fuentes autóctonas, es decir, de las Energías Renovables y su uso basado principalmente en la generación de electricidad.
- El compromiso conjunto de las instituciones públicas y de las Compañías Eléctricas debe ser el elemento clave para promover la gestión del cambio de modelo a partir de la coexistencia de los siguientes elementos:
 - la continuidad en la introducción de nuevas tecnologías en las redes eléctricas,
 - el incremento de la eficiencia energética,
 - la exigencia regulatoria como soporte para el cambio de modelo energético,
 - los cambios en los hábitos de consumo [9],
 - y sin olvidarnos de la vertiente social, incorporando al ciudadano en el centro del modelo de decisión sobre cuál debe ser el modelo de cobertura de su demanda energética y el de su ciudad [4].

Todas las facilidades que la electricidad brinda están sujetas a una red que permite distribuir esta forma de energía a todos los consumidores. Esta red ha estado en permanente evolución, pero, en la actualidad, se enfrenta a retos más ambiciosos, como poder afrontar los objetivos

energéticos que se han planteado desde Europa (el famoso 20-20-20) y la mejora de la eficiencia de un negocio fundamental para la competitividad nacional. Numerosos proyectos se están desarrollando en distintos lugares del mundo para dar respuesta a estos retos, a través de las Smart Grids.

El concepto de Smartcity resulta de la aplicación de las tecnologías de información y comunicación a los distintos procesos que se gestionan en una ciudad y, en el caso de la energía, a la aplicación de las Smart Grids o redes inteligentes sobre la red eléctrica tradicional. En una Smartcity, además de gestionar de manera “smart” la energía, también se gestiona de forma más eficiente el consumo del agua, la recogida de residuos, el uso del transporte sostenible, los parkings o el alumbrado, entre otros.

El principio básico que está detrás de esta nueva Red Eléctrica Inteligente, Smart Grid, es el flujo bidireccional de información y de electricidad entre el consumidor final y la compañía eléctrica y la integración y gestión de todos los usuarios en la red.

En mi opinión, los proyectos de Smart Grids son los que se focalizan en la transformación de la red eléctrica actual hacia una red inteligente [10] [11] gracias a la implantación de las tecnologías de información y comunicación, TICs².

Red eléctrica actual + TICs = Smart Grid

Una red eléctrica inteligente es aquella capaz de integrar las acciones de todos los agentes, ya sean productores, consumidores o ambas cosas al mismo tiempo, para distribuir energía de forma eficiente, sostenible, rentable y segura [12].

"La red", es la red eléctrica, una red de líneas de transporte y distribución, subestaciones y centros de transformación que llevan la electricidad a un hogar o negocio desde las centrales

² Tecnologías de la Información y la Comunicación.

eléctricas, tan grande como una empresa o tan pequeña como un molino eólico [131]. Lo que hace a la red “inteligente” es la tecnología digital que permite la comunicación bidireccional entre la compañía eléctrica y sus clientes [13].

La red inteligente utilizará productos y servicios innovadores, así como tecnologías avanzadas de monitorización, control y comunicación, que aportarán beneficios tanto al medio ambiente como a los clientes. Cumpliendo los siguientes objetivos:

- Aumentar el nivel de fiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica. Cuando hay una avería, las tecnologías de la red inteligente pueden detectar y aislar el problema y contribuir a que la recuperación de la electricidad sea más rápida y se desarrolle estratégicamente, por ejemplo, devolviendo la electricidad a los servicios de emergencia en primer lugar. Además, pueden ayudar a prevenir muchas de las incidencias, evitando que lleguen a ocurrir, esto es mantenimiento predictivo.
- Facilitar a los clientes instrumentos que les permiten optimizar su propio consumo eléctrico y mejorar el funcionamiento del sistema global (gestión activa de la demanda). Las redes inteligentes dan al usuario la información y las herramientas necesarias para tomar decisiones sobre su propio uso de la energía: el cliente podrá ver cuánta electricidad consume, cuándo la utiliza y cuánto le cuesta, y ahorrar dinero generando su propia energía y eligiendo el mejor momento para consumir electricidad.
- Contribuir a mantener la sostenibilidad ambiental, una red inteligente permite la máxima integración de la generación distribuida procedente de fuentes renovables y de instalaciones de almacenamiento de energía, así como el despliegue de la infraestructura de recarga para la movilidad eléctrica [14]. Todo esto contribuyendo de manera extraordinaria a la reducción de las emisiones de CO₂.
- Mejorar la eficiencia en la distribución de los flujos de energía y aportar la flexibilidad en la gestión de los picos de demanda, con la consiguiente disminución de las necesidades de nuevas instalaciones de generación. Además aumentar el aprovechamiento de las infraestructuras eléctricas actuales.

El siglo XXI nos ha traído nuevos desafíos en cuanto a la forma de entender y gestionar nuestros recursos energéticos. Como sociedad, nos volvemos cada vez más conscientes y responsables de la relación con el medio ambiente y de las generaciones futuras. Con el fin de hacer frente a estos desafíos, las Compañías Eléctricas juegan un papel esencial, no sólo reduciendo emisiones y encontrando nuevas formas de optimizar los procesos de generación y

distribución de electricidad, sino también influyendo en la sociedad y guiando a los consumidores hacia un uso más responsable de la electricidad [15] [16].

Hoy día se tienen las herramientas y la capacidad, tecnológicamente hablando, para alcanzar estos objetivos. Durante los últimos años se han podido desarrollar importantes logros tecnológicos:

- Las Tecnologías de Información, las Comunicaciones y la Automatización juegan ahora un papel muy importante en la gestión de la electricidad, lo que nos permitirá recopilar y analizar datos con el fin de optimizar la gestión de la red de distribución y comprender mejor el comportamiento del cliente.
- Los vehículos eléctricos, que no sólo representarán un gran salto en términos de eficiencia en la movilidad y respeto al medioambiente sino que, gracias a su capacidad de almacenamiento, se convertirán en una parte importante del negocio eléctrico, introduciendo una nueva complejidad a gestionar: supondrán cargas móviles.
- La generación renovable distribuida existente y la futura, que gracias a economías de escala, permitirá su adopción masiva requiriendo nuevas necesidades en la red para su integración y gestión.
- El desarrollo de nuevos segmentos de usuarios de la red como los “prosumers”, clientes que son capaces de producir y consumir electricidad y almacenar energía, podrán cambiar el modelo de negocio unidireccional y centralizado del sector eléctrico.
- Las aplicaciones y dispositivos de eficiencia energética, incluyendo la iluminación eficiente, permitirán la reducción del consumo de electricidad y la gestión activa de la demanda, GAD ³, en edificios públicos y viviendas, mientras se mantienen los niveles de confort de la vida moderna.

Todas estas medidas permitirán a las empresas y a los ciudadanos y administraciones públicas optimizar sus servicios y sus recursos.

El primer proyecto piloto de grandes dimensiones de implantación de una Smart Grid se desarrolló en Málaga, comenzando en el año 2009. El proyecto Smartcity Málaga destaca por ser, aún a día de hoy, uno de los de mayor dimensión [15] [16] [17] [18][19] [20]. Esta iniciativa

³ Gestión Activa de la Demanda.

de Endesa sentó la primera piedra para el desarrollo futuro de las redes inteligentes de distribución de electricidad, que son un activo fundamental para mantener la calidad de vida y el bienestar social.

Gracias a la implantación de este proyecto, de otros proyectos similares analizados e incluso visitados (Ámsterdam, Boulder, Isla de Jeju Corea, Santander, Barcelona, Masdar, Lyon, Vigo, Issy Les Moulineaux, Dubái, Edimburgo, Malta, El Cairo, Southampton, Yokohama, Gran Concepción en Chile, entre otras) y a la literatura técnica consultada, realizo la presente tesis para dar respuesta a todas las cuestiones que se verán con más detalle en los siguientes capítulos.

1.1 Antecedentes al concepto de Smart Grid

Las razones más importantes que me han llevado a la necesidad de desarrollo de esta metodología y a la implantación de las Smart Grids son:

1.- La Unión Europea estableció, en el año 2007, un ambicioso plan energético para la lucha contra el cambio climático y en aras de una sociedad energéticamente más eficiente y sostenible. Dicho plan está marcado por la consecución para el año 2020 de los siguientes objetivos:

- Reducir en un 20% los gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.
- Incrementar la eficiencia energética mediante un ahorro del 20% del consumo respecto a la previsión para 2020.
- Conseguir que un 20% de la energía generada sea originada por fuentes renovables.

La Comisión Europea, consciente del reto tecnológico que estos objetivos implican, lanzó en 2008 el Strategic Energy Technology Plan⁴ en el que se marcaron hojas de ruta para las distintas tecnologías que iban a jugar un papel importante en la consecución de los objetivos 2020 [21] [22] [23] [24] [25] [26].

El pasado 15 de septiembre de 2015 la Comisión Europea volvió a insistir y publicó el documento: *“Towards an Integrated Strategic Energy Technology (SET) Plan: Accelerating the European Energy System Transformation”*.

Este es el nuevo Plan Estratégico en tecnologías energéticas (SET PLAN) que propone Europa:

- Este SET Plan es una hoja de ruta que define las prioridades tecnológicas a nivel europeo, dirigidas a asegurar una economía baja en emisiones y buscar una mayor coordinación en materia de investigación en tecnologías energéticas.
- La nueva estrategia fija 10 acciones para asegurar la transformación del sistema energético, a la vez que crear crecimiento y empleo en sectores claves como: renovables, eficiencia energética, redes inteligentes, transporte, nuclear, etc.

⁴ El conocido SET Plan, <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan>.

- Es de recordar que el SET Plan no es un instrumento financiero, sino que es un marco en el que se definen las prioridades a desarrollar en las diferentes tecnologías. Los fondos que sustenta la nueva estrategia viene principalmente del Horizon 2020, EFSI⁵ y fondos del BEI⁶.
- Esta última comunicación será la base de trabajo para que la Comisión Europea, los Estados miembros, stakeholders, etc. fijen actuaciones concretas a partir de las 10 acciones identificadas y que se presentarán a lo largo del 2016.

Si bien, la comunicación de la Comisión Europea no crea grandes novedades con respecto a las tecnologías energéticas ya identificadas en el primer SET PLAN del 2008, da un nuevo empuje a la visión del tema energético e insiste en la necesidad de asegurar las inversiones en tecnologías baja en emisiones y en destinar los fondos en innovación para lograr los objetivos del 2030.

En el ámbito de la distribución de energía eléctrica, tanto en media como en baja tensión, la aparición del concepto de Smart Grid se debe a estas necesidades de ahorro energético y la incorporación de energías renovables, junto con la necesidad empresarial de la optimización del negocio, aprovechamiento óptimo de las inversiones actuales y futuras, y mejora de la eficiencia del sistema energético. A esto hay que añadir la irrupción del vehículo eléctrico, de la generación renovable distribuida, el autocosumo (prosumers) y la exigencia de nuevos productos y servicios por parte de los clientes. De esta forma, el desarrollo de las Smart Grids se enmarca como prioritario dentro del mencionado SET Plan.

2.- Hasta ahora la red eléctrica ha sido altamente tradicional, Fig.1, con la construcción de:

- Grandes centrales de generación de energía situadas lejos de las ciudades, con altos costes de construcción, de mantenimiento y elevados costes de producción.
- Grandes líneas de transporte cada vez más caras de construir y con permisos de construcción más difíciles de obtener. Sin olvidarnos de la desventaja de las grandes pérdidas técnicas de energía que se producen en el transporte.

⁵ The European Fund for Strategic Investments

⁶ Banco Europeo de Inversiones

- Grandes subestaciones de transformación de alta a media tensión (AT⁷/MT⁸) que nadie quiere tener cerca de sus casas.
- Numerosas líneas de distribución para poder llegar a todos los clientes y a los centros de transformación en todas las calles.
-

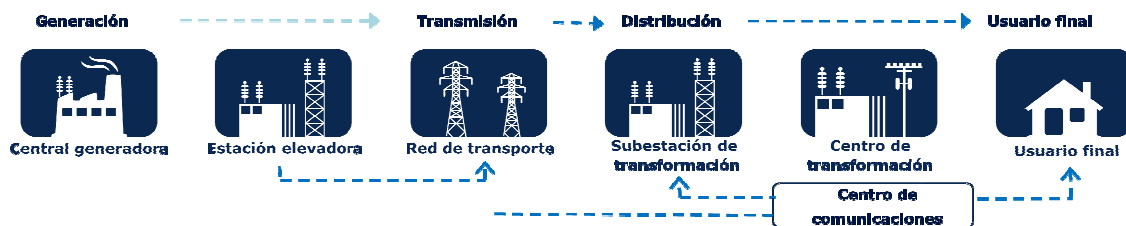


Fig. 1. Esquema clásico de la distribución de energía.

Todo ello nos hace plantearnos la búsqueda de un modelo distinto que optimice por un lado el uso de la red existente y por otro nos permita construir una red más eficiente en el futuro.

Es totalmente lógico pensar en instalar generación más pequeña situada cerca de los consumidores, que genere la energía que se necesita en cada lugar y además usando fuentes renovables, y una red eléctrica con la inteligencia suficiente para integrar a todos los usuarios de la red y gestionar de manera más óptima y eficiente el uso que hacen de la energía todos esos usuarios conectados a ella. Y se entiende por usuario de la red no sólo al consumidor de energía sino también a los generadores, sistemas de almacenamiento, vehículo eléctrico, VPPs⁹, autoconsumidores, agregadores de cargas, entre otras. Será usuario de la red aquel que necesita estar conectado a la red eléctrica para hacer uso de ella, da igual si es para consumir o para verter o gestionar la energía.

3.- Por último comentar la preocupación que los operadores de las redes eléctricas tienen en analizar las curvas de consumo¹⁰.

⁷ Alta Tensión.

⁸ Media Tensión.

⁹ Virtual Power Plants.

¹⁰ Por la experiencia laboral en Endesa Distribución.

¿Cómo consumimos realmente la energía? Cuando se analizan las curvas de consumo diarias, Fig.2, mensuales y anuales se descubren puntas de energía muy altas que son necesarias suministrar por la infraestructura existente. Estas puntas son mucho más altas que la media de consumo anual que se produce en cada elemento de la red. Dedicaré especial atención en capítulos posteriores al análisis de esta punta de consumo, su posible aplanamiento y la gestión de la capacidad existente en la red.

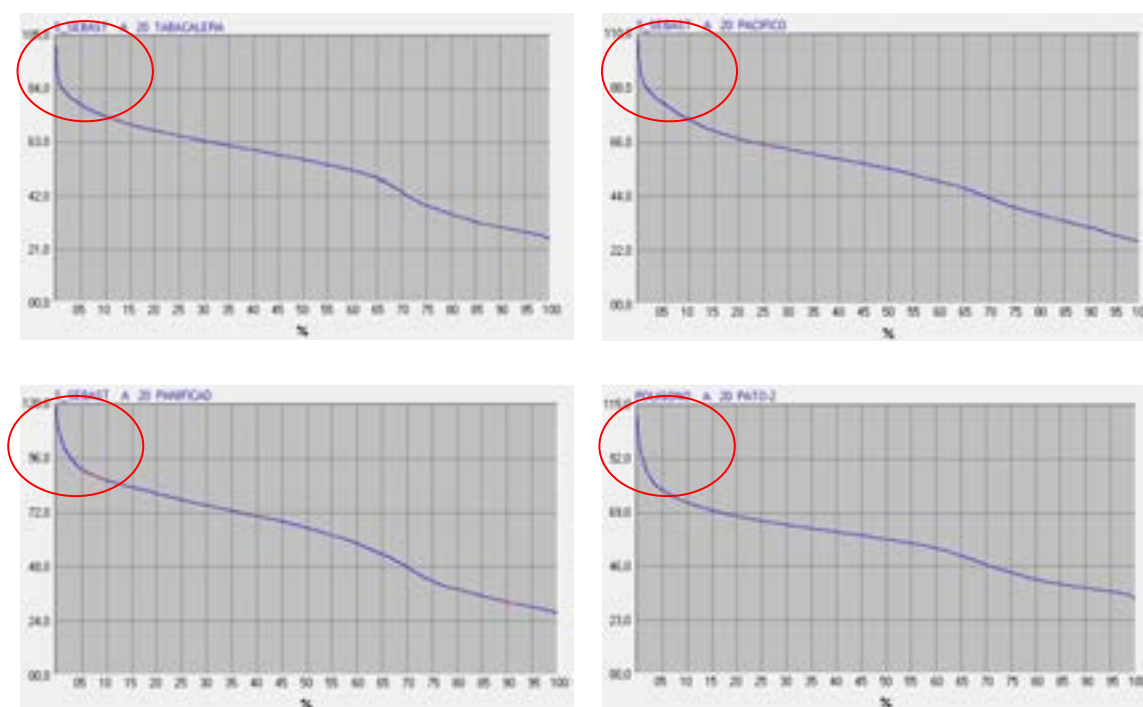


Fig. 2. Curvas monótonas de carga (Amperios), líneas urbanas de media tensión 20kV, Málaga.

Todo este ahorro energético, o dicho de otro modo el aumento de la eficiencia energética en las redes de distribución que se va buscando implica el desarrollo e implantación de nuevas tecnologías que formarán una red inteligente. Todos estos conceptos constituirán parte de la metodología propuesta y se verán en detalle en los próximos apartados, paso a enumerarlos:

- **Telegestión:** es la medida, gestión a distancia y en tiempo real de los consumos del usuario final. Esta nueva funcionalidad en la red permite conocer la información en tiempo real sobre lo que está sucediendo con la energía que se distribuye. Sabremos más de los hábitos de consumo del usuario, posibilitando la discriminación horaria

que dará lugar a una oferta de las Comercializadoras con un rango más amplio de tarifas y servicios adaptados a las necesidades del usuario.

- **Comunicaciones:** Para avanzar hacia la posibilidad de gestión e integración de todos los usuarios de la red son fundamentales las TICs¹¹. La red del futuro se consigue gracias a la instalación de una red de comunicaciones sobre la red eléctrica actual. Esta red de comunicaciones unida a sensores y dispositivos inteligentes, instalados en los puntos que se quieran gestionar, permitirán obtener información en tiempo real de cualquier punto de la red y a su vez darle órdenes a estos elementos para controlar lo que deben hacer con la energía en cada momento. Tener la posibilidad de gestionar la red de forma descentralizada y de manera bidireccional supondrá un cambio de 180º en la operación tradicional de la red eléctrica. Hasta ahora la monitorización y automatización de la red era total en alta tensión, con las Smart Grids esto será posible en todos los niveles de tensión, es decir, se monitorizaran y gestionaran también en tiempo real la media y la baja tensión (MT y BT).
- **Gestión automatizada de la red:** mediante sistemas de automatización en todos los niveles de la red -Alta Tensión (AT), Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT)- asociados a sistemas informáticos específicos, es posible una operación automática frente a incidencias en la red, de modo que el sistema sea capaz de reconfigurarse por sí mismo, recuperando el servicio en un corto espacio de tiempo, o incluso llevar a cabo labores de mantenimiento preventivo. Además permite a la Distribuidora una optimización en la operación diaria de sus redes gracias a la monitorización y control de todos los nuevos usuarios conectados a éstas. La automatización de la red es el pilar fundamental para suministrar buena calidad del servicio. Nos permite aislar rápidamente las faltas y reconfigurar la red con rapidez para suministrar de nuevo la energía a todos los clientes.
- **Integración de la generación distribuida:** La aparición de pequeños generadores distribuidos en zonas cercanas a los lugares de consumo tiene muchos beneficios para el sistema, se evitan las pérdidas asociadas al transporte y se hace un uso más eficiente tanto de la energía distribuida como de los activos instalados en las redes, por ello se ha planteado la necesidad de integrar y controlar por el operador de red

¹¹ Tecnologías de Información y Comunicación.

toda esta nueva energía generada de manera distribuida. La incorporación de energías renovables en la red de distribución consigue el doble objetivo de incrementar la generación renovable y la eficiencia energética al acercar la generación al consumo, reduciendo las pérdidas en el transporte de la energía eléctrica. La incorporación de la generación distribuida en la red de distribución provoca flujos de energía bidireccionales y, en la mayoría de las ocasiones, no gestionables, que pueden comprometer algunos de los requisitos exigidos a las redes eléctricas, como son la calidad del servicio, la seguridad, la sostenibilidad y la rentabilidad. Con objeto de mantener los mencionados requisitos dentro un rango aceptable, se hace necesaria la incorporación de una serie de tecnologías, inteligencia y nuevos conceptos de gestión que permitan la monitorización, automatización, integración y control en la propia operación de la red.

- **Gestión activa de la demanda:** es la gestión, por parte de la Distribuidora o de un Agregador de Cargas¹², de parte de las cargas del usuario final según un protocolo de funcionamiento, unas prioridades y unos beneficios tarifarios acordados entre ambos en base a unos contratos previos. Esta funcionalidad permite optimizar el consumo de un cliente según el comportamiento observado, a un rango de confort definido por el usuario y otras referencias adicionales como, por ejemplo, las condiciones meteorológicas y el precio de la energía. Este servicio avanzado de gestión permitirá conocer los consumos en tiempo real, hacer previsiones de demanda para el día posterior, adaptar dicho consumo a la curva de precios estipulada para su optimización, detectar consumos anómalos, anticiparse a su facturación mediante herramientas de análisis, planificar el consumo o ajustarlo a un valor objetivo y agregar los consumos de varias sedes¹³. Además, permitirá la reducción de potencia consumida y el deslastre parcial de cargas, en un momento de necesidad en la red de distribución, ventaja para el DSO¹⁴. También permitirá a las Comercializadoras¹⁵ ofrecer a los clientes una mayor oferta de tarifas.

¹² El Agregador de Cargas es un nuevo gestor en la red que controlará el uso de la energía, su facturación y la eficiencia de los clientes contratados y comunicados con él.

¹³ Empresas multisite.

¹⁴ Empresa Distribuidora de energía eléctrica propietaria de la infraestructura correspondiente. Parte regulada del negocio eléctrico en España.

¹⁵ Empresa Comercializadora de energía responsable de la venta de energía y contratos con los clientes. Pertenece a la parte no regulada del negocio eléctrico.

- **Vehículo eléctrico:** De manera paralela a la evolución tecnológica mencionada en párrafos anteriores, aparece el vehículo eléctrico que va a ser un elemento crítico del sistema, pues va a consumir una cantidad muy importante de energía que será suministrada a través de puntos de recarga de distintas clases [27]: lentos, rápidos, inalámbricos, V2G¹⁶, V2H¹⁷.

La gestión adecuada de la carga del vehículo eléctrico va a ser clave para mantener la estabilidad del sistema y para la mejora tanto de la eficiencia energética como de las emisiones de CO₂ emitido si se consigue que la mayor parte de la energía requerida tenga un origen renovable [28]. Asimismo, una gestión adecuada de la carga puede provocar beneficios importantes en el aplanamiento de la curva de demanda, lo que plantea otra línea a explorar por el DSO [29].



Fig. 3. El Operador del Sistema de Distribución (DSO) es un agente perfecto para el desarrollo de las Smart Cities, la infraestructura base ya está desarrollada.

¹⁶ Vehicle to Grid.

¹⁷ Vehicle to Home.

Todos estos conceptos o funcionalidades, Fig.3, van a permitir mejorar sustancialmente la operación actual de la red y las inversiones realizadas en redes distribución por parte de las compañías eléctricas.

Esto es debido a que podrán evitarse o posponerse parte de los desembolsos destinados a la construcción de nuevas infraestructuras o mantenimiento de las existentes, ya que estas funcionalidades permitirán adecuar el comportamiento de los usuarios a las posibilidades de la red, ajustando de una manera mucho más precisa la actual demanda y la oferta de electricidad. Será cuestión de gestionar la curva de la demanda¹⁸ y aplanar el consumo en general, aprovechando las horas de consumo valle para suministrar nuevas necesidades de energía.

Todo ello no evita que la red tenga que seguir creciendo y siendo retribuida, el sistema de retribución actual de la red eléctrica deberá ir adaptándose hacia el nuevo modelo de gestión, dando soporte a las nuevas tecnologías necesarias en la Smart Grid.

No es posible construir una infraestructura de estas características sin una visión integrada del sistema completo, por lo que sólo mediante un planteamiento integrado es posible la interrelación entre los diferentes componentes del sistema de una forma armonizada.

Desde un punto de vista eléctrico, el concepto de Smart Grid se apoya en tres tecnologías fundamentales: AMI¹⁹, DER²⁰ y ADA²¹, que definen la arquitectura básica de una Smart Grid que paso a describir:

- **AMI:** El sistema AMI permite la telemedida o medida remota y la caracterización de los hábitos de consumo. Asimismo, posibilita una comunicación online con el usuario que le permitirá la adopción de hábitos más eficientes y, en un grado de desarrollo más avanzado, una gestión activa de la demanda que implique la intervención directa de la Distribuidora en cargas no prioritarias, con objeto de la mejora de la eficiencia energética y la estabilidad de la red. Además se podrán ofrecer más tarifas horarias a los consumidores por parte de las Comercializadoras [30].

¹⁸ Gestionar las puntas de consumo.

¹⁹ Advanced Metering Infrastructure.

²⁰ Distributed Energy Resources

²¹ Advanced Distribution Automation

La eficiente utilización de los recursos eléctricos subyace, en primer lugar, por modificar los hábitos de los consumidores hacia la eficiencia y la sostenibilidad. Gracias a esto, se consigue homogeneizar la curva de consumo diaria, de manera que el consumo de energía se distribuye más uniformemente y se evita la creación de fuertes puntas de demanda, maximizando el aprovechamiento de las infraestructuras actuales y la utilización de las energías renovables. Esto es lo comúnmente conocido como el aplanamiento de la curva de la demanda, lo cual ayuda a optimizar el uso de la capacidad existente en la red eléctrica.

- **DER:** La generación y el almacenamiento distribuidos aportan las siguientes ventajas:
 - Reducir al máximo las pérdidas técnicas debidas al transporte y a la distribución, gracias al acercamiento de los puntos de generación a los consumidores.
 - Reducir la criticidad de los grandes generadores individuales por medio del aumento del número de instalaciones y la diversificación de tecnologías, lo que maximiza la redundancia en la generación. El hecho de diversificar, ayuda a paliar el efecto de la intermitencia de las fuentes de generación renovables al combinar de forma equilibrada multitud de fuentes heterogéneas.
 - Administrar la producción de energía procedente de fuentes no gestionables, ya que el incremento de fuentes de generación renovables hace indispensable almacenar la energía generada en instantes en los que no es demandada para su posterior consumo. El previsible aumento del parque automovilístico de vehículos eléctricos constituye una extraordinaria capacidad de almacenamiento potencial.
 - Optimizar las inversiones futuras a realizar en las redes eléctricas, puesto que en vez de invertir en grandes centrales y líneas de transporte se puede optar por un despliegue masivo de tecnologías en media y baja tensión.

Por todo lo anterior la gestión e integración de la generación renovable distribuida, del almacenamiento y del vehículo eléctrico son otro pilar fundamental en el desarrollo de las Smart Grids, siempre y cuando sean integradas y gestionadas dentro de la propia operación de la red.

- **ADA:** La creciente complejidad y criticidad de la red eléctrica y el aumento de tipos de usuarios conectados a la red requiere de métodos avanzados de control de las infraestructuras con el fin de optimizar su operación y eficiencia. Es necesario automatizar, además del telecontrol de la red [31] el mantenimiento y la capacidad de predicción. Otras acciones de la automatización de la red consiste en ampliar los esquemas de protección e implementar mecanismos adaptativos de autoajuste de los dispositivos de la red en tiempo real. Gracias a la instalación de una automatización avanzada lograremos obtener una red inteligente que nos permitirá optimizar toda la operación, sistemas y servicios actuales en la red.

Para conseguir todas las arquitecturas y sistemas de gestión descritas anteriormente habrá que dar respuesta al aumento de la necesidad de control, supervisión, coordinación y, en consecuencia, integración de todos los elementos y usuarios conectados a la red, entendiendo ya por usuario a cualquier consumidor, generador, sistema de almacenamiento, agregador de cargas o vehículo eléctrico. Todo esto será posible en la medida en que se disponga de unos sistemas de información y unas telecomunicaciones que faciliten, con seguridad y eficiencia esta necesaria integración entre los muchos elementos que forman parte de la red inteligente [32] [33] [34]. Insistiendo en esta afirmación: se conseguirá la Smart Grid si se instala una capa de Tecnologías de Información y Comunicación sobre la red eléctrica actual [35].

Los sistemas AMI, DER y ADA no pueden considerarse separadamente en la Smart Grid, puesto que comparten infraestructuras y están íntimamente relacionados entre sí. De esta forma, la innovación y las nuevas tecnologías llegan a todas las áreas del sistema eléctrico, desde las propias redes, pasando por la generación y entrada de lleno incluso en el nivel del usuario final de la energía: vehículo eléctrico, eficiencia energética en el hogar, agregadores de carga y sistemas de gestión activa de la demanda,[36] [37] [38].

Por lo tanto, la estrategia para el desarrollo de una Smart Grid puede resumirse en la armonización del mundo eléctrico actual, Fig.4, el de las comunicaciones y los sistemas de información.



CBM: Condition Base Maintenance

CIS: Customer Information System

DMS: Distribution Management System

EMS: Energy Management System

GIS: Geographic Information System

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition

OMS: Outage Management System

DSM: Demand System Management

Fig. 4. Arquitectura Smart Grid.

A modo de resumen, las principales características que se deben conseguir en una red inteligente o Smart Grid son las siguientes:

- Automatizada, comunicada y monitorizada [35].
- Auto-cicatrizante y adaptativa: fiable y robusta.
- Bidireccional tanto para la distribución de la energía como para el envío de información.
- Telemedida y telegestionada, gracias al uso de contadores digitales.
- Interactiva con consumidores activos e informados.
- Que permita tarificación dinámica.
- Optimización del uso de recursos y equipos.
- Predictiva antes que reactiva.
- Gestionada de forma descentralizada y en tiempo real.
- Integrada en sistemas y servicios.
- Segura contra ataques físicos y cibernéticos.
- Integradora y gestora de generación y almacenamiento, centralizado y distribuido.
- Con flujos energéticos multidireccionales y bajo control.

En los siguientes capítulos se desarrolla la metodología que permitirá conseguir esa red inteligente necesaria para el modelo energético del futuro analizando una a una las áreas de desarrollo y tecnologías necesarias para conseguir una Smart Grid.

Capítulo 2

Objetivos

2 Objetivos

El objetivo fundamental que se pretende conseguir con esta tesis es la definición de la metodología para establecer una Smart Grid, analizando todas las tecnologías necesarias a desarrollar y desplegar en la red eléctrica actual que nos permita transformar la red en esa red inteligente. El fin fundamental en una Smart Grid es la optimización del uso de la red actual y de la gestión de todos los usuarios conectados a ella. Consiste en invertir en nuevas tecnologías que permitan usar mejor toda la infraestructura existente y gestionar de manera óptima a todos los usuarios, en vez de invertir más y más en nuevas instalaciones del mismo tipo de las ya existentes.

La metodología que se va a plantear no existe en la literatura técnica actual y es la aportación principal de este trabajo.

Lo primero que es necesario realizar es un perfecto inventariado de las tecnologías existentes y los objetivos claros a los que se pretende llegar gracias a la implantación de éstas para conseguir una Smart Grid. En cada una de las tecnologías que se han estudiado pasaré más adelante a analizar lo realizado en un caso real como ha sido el proyecto Smartcity Málaga.

Los objetivos a conseguir en la Smart Grid se basan en conceptos como:

- La mejora de la operación de red descentralizada y bidireccional.
- La obtención de información en tiempo real de todos los puntos de la red MT y BT necesarios.
- El aumento de una automatización avanzada.
- La implantación de comunicaciones y sistemas asociados.
- Gestión bidireccional de flujos de energía y de datos.
- La incorporación de las energías renovables a través de la generación distribuida integrada y gestionada.
- La integración de almacenamiento para la gestión de la generación y el consumo.
- La creación de nuevos servicios y sistemas de tarifas horarias para el usuario, gestión de toda la información que proporciona la telegestión.
- La mejora de la eficiencia en el uso de la energía por los distintos consumidores y usuarios de la red. Desarrollo de Sistemas de Gestión Activa de la Demanda.

- La gestión de la curva de la demanda, aplanamiento y gestión de las puntas de consumo.
- La gestión e integración de nuevos usuarios: vehículo eléctrico, autoconsumo, virtual power plants, agregadores de carga, entre otros.
- El análisis de toda la información útil en cada momento.
- El uso de la información de los contadores, los millones de datos que se están obteniendo, sacando el máximo partido para la operación de la red.
- El desarrollo de sistemas de diagnóstico de la red que avisen ante una posible contingencia y evitarla.
- La mejora del mantenimiento predictivo de la red.
- La optimización del uso de la infraestructura actual y de las inversiones futuras.
- La localización exacta por primera vez de dónde se producen las pérdidas en el sistema: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.
- Controlar problemas de energía reactiva.
- Mejorar problemas de tensiones y calidad de onda suministrada.
- Evitar desequilibrios en las redes.
- Conectar a los nuevos usuarios en los mejores tramos de red.
- Ofrecer más información a las distintas áreas de la empresa.
- Posibilitar el desarrollo de nuevos servicios dentro de la empresa y a los clientes.

Tras enumerar los objetivos a tratar pasará a detallar en el siguiente capítulo todas las tecnologías necesarias (como son la telegestión, generación distribuida, almacenamiento, sistemas de automatización, comunicaciones entre otras) que nos permitirán lograr las siguientes premisas iniciales:

- Implementar una red de distribución eficiente que incluya una mezcla heterogénea de generación y consumo, y que esté monitorizada en tiempo real.
- Operar la red de una manera bidireccional y descentralizada.
- Permitir una integración y gestión de generación distribuida cerca del lugar de consumo.
- Generar sólo la energía necesaria en cada momento o contar con recursos para almacenarla.
- Conectar de forma inteligente a todos los usuarios: *'Plug It Smart'*²².

²² Integrar, y no simplemente conectar, es el auténtico valor añadido de las Smart Grids.

- Aprovechar la experiencia y los equipos ya existentes, y emplearlos como punto de partida para desarrollar e implementar aquellos aspectos y funcionalidades no existentes en el mercado.
- Optimizar el uso de los activos actuales de la red aprovechando al máximo la capacidad disponible en todos los elementos instalados.
- Ofrecer posibilidades al operador para realizar un mantenimiento predictivo de la red.
- Mejorar la calidad del servicio evitando averías y mejorando el rápido aislamiento de las faltas que se produzcan.
- Reducir y direccionar mejor las inversiones futuras sobre la red.
- Desarrollar nuevos servicios que ofrecer a los usuarios de la red.
- Ofrecer la posibilidad de desarrollo de nuevos modelos de negocio asociados a un nuevo modelo energético.
- Conseguir más eficiencia en la distribución, más sostenibilidad del negocio y mayor rentabilidad en todo el conjunto.
- Incluir definitivamente al usuario de la red como un participante activo en el proceso de la distribución de la energía eléctrica.

Tras haber expuesto los objetivos y premisas iniciales se da paso en el siguiente capítulo al estudio en detalle de todas las tecnologías con las que poder plantear la metodología necesaria para conseguir la Smart Grid que cumpla con todos los objetivos enumerados hasta ahora.

Capítulo 3

Tecnologías necesarias

para conseguir una Smart Grid

3 Tecnologías necesarias para una Smart Grid.

En este capítulo se explican las tecnologías existentes que se pueden instalar para transformar la red eléctrica actual en Smart Grid a partir de las cuales se plantea la metodología que se aplicará para el desarrollo de la red inteligente, tema central de la presente tesis doctoral.

Una vez analizadas todas las necesidades de los consumidores, de los ciudadanos, de las redes, las empresas y los reguladores se proponen los siguientes pasos para transformar la red en Smart Grid:

1. **Inventariado de la red** y estudio de históricos de consumo y comportamiento. Localización de puntos críticos y capacidad de la red. Análisis capacidad excedente.
2. Implantación de tecnologías de **telegestión** a gran escala.
3. Despliegue de **comunicaciones** en la red eléctrica y en distintos niveles de tensión.
4. **Automatización** avanzada de la red, monitorización y control en tiempo real.
5. **Integración de generación renovable y almacenamiento** a nivel de media y baja tensión, aplicando técnicas de supervisión y control para el óptimo aprovechamiento de los recursos naturales.
6. **Gestión activa de la demanda, SGAD**, mediante actuaciones en los consumos y ofertas de precios de la tarifa, gestión de la generación y el almacenamiento de energía. Desarrollo de **sistemas de gestión eficiente** de la energía a nivel doméstico y PYMES²³, además de sistemas de gestión del alumbrado público de la ciudad.
7. Implantación de tecnologías de control de las infraestructuras de recarga del **vehículo eléctrico** (lenta, rápida, inducción, V2X...).
8. Desarrollo de **nuevos sistemas** de gestión de la red e integración con los sistemas ya existentes en el operador de la red.

En los siguientes apartados se va a detallar cada una de estas tecnologías que darán lugar a los pasos a seguir para conseguir transformar la red actual en una red inteligente o Smart Grid.

²³ Pequeña Y Mediana Empresa.

3.1 Inventariado de la red y estudio de históricos de consumo.

El primer paso a seguir consistiría en inventariar clara y ordenadamente la red sobre la que se quiere trabajar. Una vez inventariada físicamente la red hay que realizar el cálculo de la capacidad excedente en la red para integrar nuevos servicios de una Smart Grid. Esa capacidad excedente de la red, que se consigue aplanando más la curva de consumo gracias a distintas tecnologías, nos permitirá la integración de más servicios de la Smart Grid, como son generación renovable distribuida, almacenamiento e infraestructura de recarga del vehículo eléctrico.

Para comenzar con el inventariado es necesario conocer perfectamente la configuración física de la red, su estado cero de explotación, sus conductores, distancias de los tramos, centros de transformación, potencia instalada, potencia contratada en cada uno de los centros, tipos de clientes por centro, telemandos instalados, tipos de celdas, automatismos instalados, celdas monitorizadas o automatizables.

De la misma manera es muy conveniente hacer un análisis del funcionamiento de la red en los últimos años. Estudiar sus históricos, potencias puntas, energía suministrada por las subestaciones, monótonas anuales de intensidad distribuida por los conductores, saturaciones de las líneas, caídas de tensión, problemas de contingencias sucedidos en los distintos elementos, niveles de calidad de servicio (TIEPI²⁴, NIEPI²⁵), capacidad existente para nuevos usuarios, entre otros.

Este análisis es realizado anualmente en todas las Distribuidoras por el departamento de Planificación de la Red, localizando dónde están los problemas y direccionando correctamente las inversiones hacia la solución de los más importantes, los de obligación legal y los más rentables.

El proceso de análisis comenzaría con el estudio de la red de distribución actual para posteriormente realizar un proyecto basado en la modernización y la optimización de esa red de distribución eléctrica hacia la Smart Grid.

²⁴ Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada.

²⁵ Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada.

El método de transformación de la red eléctrica en Smart Grid no consiste en construir nuevas redes, sino en mejorar y optimizar las existentes. Este método se basa en añadir e integrar elementos más inteligentes y nuevas comunicaciones y sistemas para mejorar la gestión de la infraestructura eléctrica y optimizar su uso, acercándonos al concepto de Smart Grid, con los beneficios que ello implica.

Es de sumo interés inventariar el tipo de consumo de la zona, número de habitantes y tipo de clientes: domésticos, industriales y de servicios. De igual forma, es útil tener clara la infraestructura de generación distribuida existente en la zona conectada a la red.

También se deben inventariar las subestaciones eléctricas AT/MT, líneas de MT que distribuyen la energía eléctrica en la mayor parte de la zona del proyecto y centros de distribución MT/BT.

Por último se procedería al análisis de la intensidad horaria promedio, tensiones y energías, de estas líneas de MT, obtenidas a partir de los datos recogidos en años anteriores.

El objeto es componer una visión lo más exacta posible de la situación inicial de la red eléctrica en la zona de trabajo, tener clara la foto de partida y calcular la capacidad existente en la red para la introducción de estas tecnologías.

En las siguientes gráficas se visualiza esta información de las líneas de MT²⁶ de la zona Smartcity Málaga al empezar y al terminar el proyecto, zona urbana. Las curvas de carga corresponden a los meses de enero y julio, pues son los meses donde se produce la punta de consumo en esta ciudad.

En el Anexo 4, al final del documento, se encuentran los datos analizados para todas las subestaciones de la capital en 2014.

²⁶ En 20 kV de tensión.

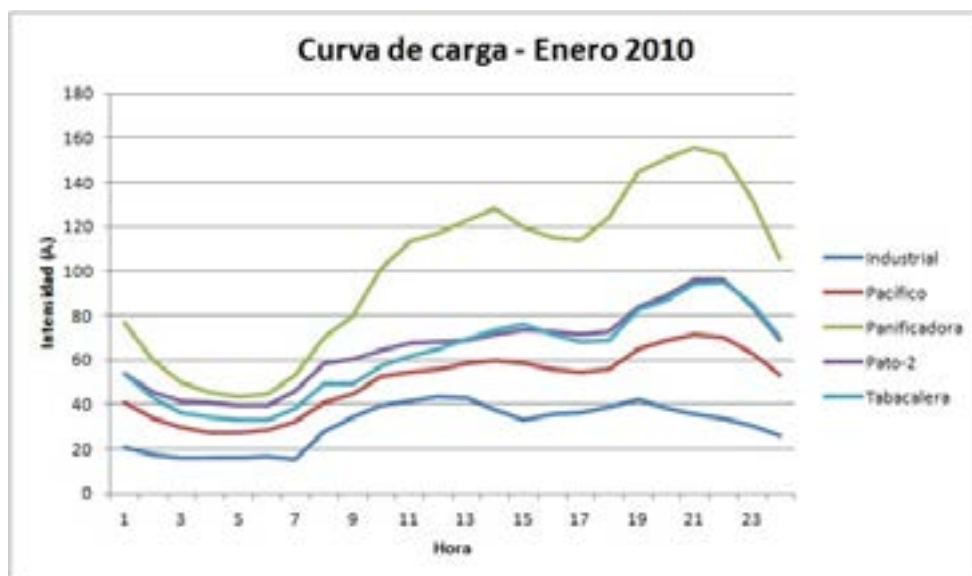


Fig. 5. Ejemplo Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de enero del año 2010.

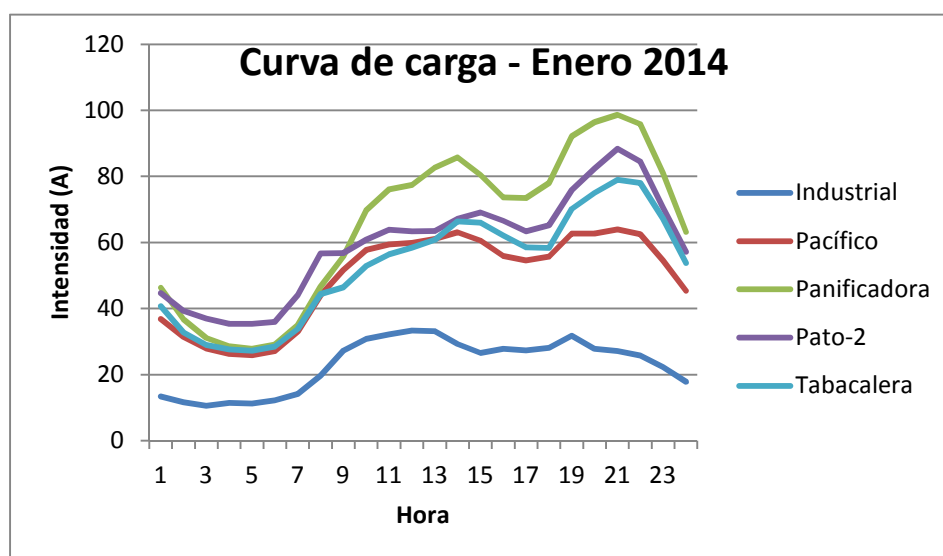


Fig. 6 Ejemplo Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de enero del año 2014.

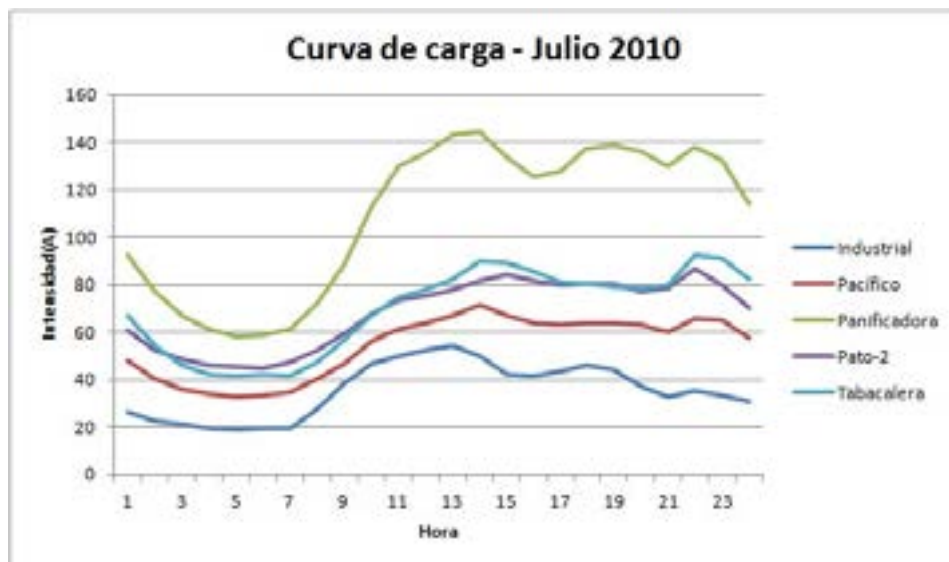


Fig. 7 Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de julio del año 2010.

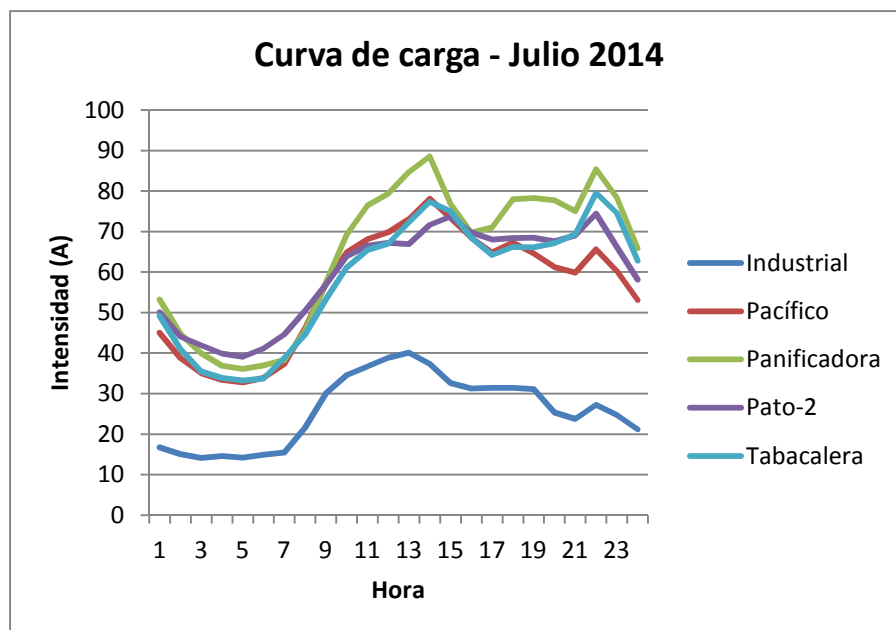


Fig. 8. Curva de carga media diaria de cada una de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en el mes de julio del año 2014.

En las anteriores gráficas (Figuras 5, 6, 7 y 8) se puede ver cómo en las 5 líneas de MT de Smartcity Málaga, el carácter predominante en el consumo era el residencial²⁷. En invierno se observa la presencia de un profundo valle nocturno y dos puntas diurnas, mayor a primera hora de la noche que a mediodía en 2010, mientras que en verano puede verse cómo la punta del mediodía crece y llega incluso a superar a la nocturna, que varía mínimamente.

En lo que a generación de energía se refiere, hay que inventariar la potencia instalada y ver cómo la generación producida cubre de media, en verano o invierno, hasta un porcentaje de la demanda de energía de la zona, buscando el objetivo europeo del 20%.

Asimismo, es necesario aplanar la curva de demanda, sobre todo en las puntas de invierno y a veces también en las puntas de verano, atendiendo a la gran diferencia entre las intensidades de los momentos punta y valle²⁸.

En último lugar se requiere estudiar la capacidad remanente que poseen las líneas, referida a una capacidad de la red infrautilizada durante la mayor parte del día. Esta capacidad será muy útil, ya que permitirá:

- Afrontar con seguridad el crecimiento vegetativo de la demanda de la zona, sin necesidad de acometer grandes inversiones.
- Apoyar en caso de avería o saturación. a otras líneas que lo necesitaran.
- Suministrar la demanda correspondiente a servicios y requerimientos futuros como la carga de vehículos eléctricos, el autoconsumo o el almacenamiento y la generación distribuida.

En resumen, buscar una combinación equilibrada de generación renovable y demanda de la zona, unida al buen estado original de la red eléctrica para hacer de la zona un perfecto campo de despliegue real para las tecnologías de gestión energética del futuro, basadas en el uso racional y eficiente de la energía y en la maximización del aprovechamiento de la capacidad de la infraestructura actual.

²⁷ Datos analizados al comenzar el proyecto, 2010.

²⁸ La potencia punta y la potencia valle de la curva de consumo corresponden al máximo y al mínimo suministrado.

3.2 Telegestión.

En este apartado se procederá a profundizar en la tecnología de telegestión.

El primer paso recomendado para transformar la red actual en Smart Grid es la implantación de la telegestión, AMI²⁹.

La telegestión es un sistema integrado de gestión remota y automática de contadores de electricidad, basada en nuevas tecnologías de información, electrónica y comunicaciones. Se basa en un nuevo contador inteligente *Smart Meter* que sustituye al antiguo equipo de medida.

El *Smart Meter* es parte de un sistema integrado, que requiere para su funcionalidad remota también de una infraestructura de comunicaciones y sistemas informáticos, incluyendo los concentradores que son equipos que se instalan en los centros de transformación, además de las comunicaciones y el enlace con los sistemas de la empresa distribuidora [39].

Para empezar con la implantación de la telegestión hay que comenzar definiendo las tecnologías de comunicaciones existentes y las que se van a usar: requisitos técnicos, protocolos y modelos de datos. Además se debe acordar el procedimiento de instalación de contadores y concentradores, asegurando el cumplimiento de requisitos legales de medida y comunicaciones y la interoperabilidad del sistema global. Igualmente es de sumo interés la integración del Sistema de telegestión de contadores con el resto de los sistemas implantados en la red de distribución existente y la seguridad del propio sistema.

El despliegue de contadores inteligentes en España viene impulsado por la Regulación española y europea que reglamenta las funcionalidades mínimas de estos equipos y requiere el despliegue masivo progresivo de la medida inteligente en España hasta finales de 2018. Las empresas distribuidoras son las encargadas de poner en marcha dicha sustitución masiva.

La implantación de un Sistema de telegestión proporciona importantes mejoras en la relación del usuario con la distribuidora eléctrica, además de la lectura remota del consumo. Entre estas mejoras destaca la realización remota de las operaciones de alta, baja, cortes,

²⁹ Advanced Metering Infrastructure.

reconexiones, control de potencia y cambios de tarifa de forma prácticamente inmediata y sin intervención ni del usuario ni del operario de la empresa.

Además, la telegestión facilita una lectura exacta y en plazo, y posibilita la programación a distancia de esquemas avanzados de tarifas que permiten una facturación más flexible. En cuanto a la red eléctrica, la telegestión proporciona información fiable sobre el comportamiento de la red, mejorando de esta forma la toma de decisiones de explotación y la información para avanzar en la eficiencia global del sistema eléctrico.

Se puede afirmar que la implantación de la telegestión supone un gran cambio en la relación con el cliente que podrá adquirir un papel más activo en la gestión de su consumo energético al poseer más información sobre dicho consumo.

La telegestión de los contadores electrónicos es uno de los pilares tecnológicos necesarios para el desarrollo de las redes inteligentes de distribución eléctrica o Smart Grids, facilitando la integración de los sistemas eléctricos de generación distribuida, la incorporación de energía renovable a la red, la integración de la recarga de vehículos eléctricos o la gestión del alumbrado público. Conceptos básicos de toda ciudad inteligente, como son la automatización del control de la red, se ven potenciados gracias a la gestión remota de las funcionalidades avanzadas de los equipos de medida. El sistema eléctrico se ve favorecido debido a que se facilita información fiable y constante sobre el comportamiento de la red, lo que permite una mejor toma de decisiones de explotación y la gestión inteligente de las puntas de demanda. La telegestión permitirá el desarrollo de una gama más amplia de tarifas con diferentes precios por tramos horarios y posibilitará al cliente conocer mejor los datos de su consumo eléctrico, elegir las mejores tarifas para sus necesidades energéticas y planificar su consumo [40]. Así, se favorece la eficiencia energética, y el cliente tendrá un papel más activo en el sistema eléctrico. La telegestión impulsa un nuevo modelo de gestión energética en las ciudades para obtener mejoras en eficiencia energética, reducciones en las emisiones de CO₂ y un incremento en el uso de las energías renovables.

Los servicios que ofrece la telegestión al usuario y a la red eléctrica favorecen a multitud de futuras aplicaciones de las redes inteligentes, tales como la infraestructura necesaria para los vehículos eléctricos y los servicios de valor añadido.

La implantación masiva de la telegestión es el primer ladrillo sobre el que construir la Smart Grid. Conocer la carga consumida en cada momento y en qué lugar se produce ayudará a

optimizar la operación de la red y la gestión del aplanamiento de la curva de consumo comentada en el capítulo anterior.

3.2.1 Características generales de los sistemas de telegestión y telemedida en España

Como ya quedara definido en la Orden ITC/3022/2007³⁰, un sistema de telegestión es aquel sistema de medida y de comunicación bidireccional entre los equipos de medida, esto es, los contadores, y las distribuidoras eléctricas que, de manera segura, permite acceder remotamente a los contadores para realizar lecturas, gestionar la energía, controlar la potencia demandada y contratada, gestionar la conexión y desconexión de suministros y aplicar mecanismos contra el fraude y las pérdidas de energía.

En España, la lectura remota ha venido siendo una funcionalidad requerida para equipos de medida de clientes de los tipos 1, 2 y 3, mientras que los de tipo 4³¹ y tipo 5³² eran leídos manualmente.

Hoy día, de acuerdo a la normativa vigente, la telegestión es obligatoria para los clientes tipo 5, esto es, aquellos consumidores de potencia activa contratada inferior o igual a 15 kW o generadores de potencia nominal menor o igual a 15 kVA, que constituyen más de 27 millones de contadores en todo el territorio nacional, y que gestionan alrededor del 35% de la demanda total de energía eléctrica española³³. Por su parte, la telegestión es opcional para los clientes tipo 4 de entre 15 y 50 kW contratados, lo que hace que se den casos en los que la compañía gestiona la medida de manera presencial o remota y que el acceso a la información completa para el usuario se le ofrezca como un servicio añadido.

³⁰ Orden ITC/3022/2007, de 10 de octubre, por la que se regula el control metrológico del Estado sobre los contadores de energía eléctrica, estáticos combinados, activa, clases A, B y C y reactiva, clases 2 y 3, a instalar en suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW de activa que incorporan dispositivos de discriminación horaria y telegestión, en las fases de evaluación de la conformidad, verificación después de reparación o modificación y de verificación periódica.

³¹ Cliente Tipo 4, conectado en BT. Cuya potencia contratada es igual o inferior a 50 kW y superior a 15 kW.

³² Cliente Tipo 5, conectado en BT. Potencia contratada igual o inferior a 15 kW.

³³ Según fuentes de la Comisión Nacional de Energía.

Estos sistemas de telemedida y telegestión no vienen sino a hacer posible la implantación de medidas para el fomento de la eficiencia energética y de la sostenibilidad del sistema eléctrico, permitiendo la reducción de costes y la competitividad y la claridad del precio de la energía. Todas ellas, puntualizaciones recogidas en la regulación vigente.

Los avances tecnológicos en favor de la gestión en tiempo real de la infraestructura pueden constituir herramientas que aumenten la calidad del servicio y la seguridad del suministro. De esta forma, los equipos electromecánicos convencionales dejan paso a nuevos dispositivos basados en la electrónica y la tecnología digital, que se sirven de sistemas de comunicaciones y de gestión de la información en tiempo real, en lugar del procesamiento manual tradicional, lo que hace de la elección de suministrador un procedimiento universal, y da cabida al surgimiento de nuevas oportunidades: variedad de oferta, capacitación del consumidor y participación activa de este en el mercado, integración de renovables, servicios asociados a la eficiencia energética, entre otros.

El despliegue de las infraestructuras de telegestión y telemedida supone una oportunidad para un cambio radical de paradigma en la gestión del sistema eléctrico: pasar del conocimiento del comportamiento energético general, al detalle de cada consumidor final en particular. Pero, no obstante, se debe analizar detenidamente la necesidad de información, del tipo y volumen de datos y de los requerimientos de tráfico asociados, a fin de componer un sistema eficiente y operativo, no sólo limitado a la facturación de la energía suministrada, sino útil para el mantenimiento, la planificación y la explotación de las redes eléctricas.

En cualquier caso, la efectividad de las iniciativas no será plena si se prescinde de un adecuado marco para el despliegue de generación renovable distribuida, de infraestructuras de recarga de vehículo eléctrico, de fijación flexible y dinámica de tarifas, y también del objetivo inicial de aplanamiento de la curva de la demanda.

A continuación se recogen las principales características funcionales que han de poseer los sistemas de medida inteligente, de acuerdo al marco regulatorio en vigor en España:

Información

- Proporcionar al cliente acceso a datos de consumo dentro de lo técnico y económicamente posible de manera exacta, objetiva y transparente: para permitir, con el consentimiento del usuario, la provisión de productos y servicios añadidos por parte de terceros; con frecuencia suficiente para que el usuario regule su consumo de electricidad; sobre históricos y sobre el tiempo real de uso, esto es, hora y fecha de la utilización de la energía; y sin que se facturen costes adicionales al consumidor por este servicio.
- Proporcionar al usuario acceso a información de los precios asociados a la energía y de los costes asociados al servicio.
- Almacenar datos y calcular costes relacionados con el consumo.

Precio

- Permitir la fijación de precios dinámicos.
- Permitir la aplicación de sistemas de tarificación avanzados, interfaz normalizada.
- Disponer de herramientas y procedimientos para la prevención y la detección de fraude.

Infraestructura

- Contadores de precio competitivo, a prueba de futuro, preparado para escenarios tales como la microgeneración local y renovable.
- Control de la potencia proporcionada al cliente.
- Gestión de altas y bajas a distancia.
- Favorecimiento de la integración de recursos energéticos distribuidos.
- Lectura a distancia de los registros de energía del contador, con frecuencia suficiente para facturación al cliente y para planificación de la red en cuanto a demanda y oferta global de energía.
- Comunicación bidireccional para mantenimiento y control del contador.

Eficiencia

- Incorporar funciones que potencien el ahorro de energía y que respalden el desarrollo de mercados de servicios energéticos y de gestión de la demanda.

Interoperabilidad y seguridad

- Interoperabilidad entre equipos, dispositivos y sistemas.
- Interacción, con la frecuencia necesaria, entre sistema de medida, consumidor y terceros, como por ejemplo los proveedores de servicios energéticos.
- Presentar niveles adecuados de seguridad en el equipo de medida y en el sistema de transmisión de datos, en lo relativo tanto a la energía como a la privacidad del usuario. Los datos técnicos, no personales, no necesitan consentimiento de este, si bien, seguro que necesitan amparo legal de la normativa nacional de aplicación.

Estas funcionalidades se traducen en una serie de beneficios, para los diferentes agentes intervinientes, por la implantación efectiva de estos sistemas:

- Clientes y comercializadoras:
 - Facturación con datos reales.
 - Gestión remota de contratos.
 - Aplicación de tarifas flexibles y personalizadas.
 - Ahorros en los procesos de facturación de la energía.
 - Facilita la liberación efectiva del mercado.
 - Mejora de la calidad del servicio al cliente.
 - Eficiencia en operaciones comerciales y técnicas.
- Sistema Eléctrico:
 - Reducción de puntas de demanda, esto es, optimización del uso de la infraestructura actual.
 - Posibilidad de implantar estrategias de eficiencia energética, con la consiguiente reducción de emisiones de CO₂.
 - Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.
 - Ahorros en costes operativos.

En España, los equipos de medida, para todos los tipos han de:

- Garantizar el suministro de datos para la facturación, incluyendo energía reactiva y medición o control de potencia activa demandada.
- Medir la energía activa y reactiva en todos los cuadrantes, siendo opcional emplear uno o más aparatos, según convenga.
- Contar con un integrador totalizador, o elemento visualizador, que garantice la lectura en ausencia de tensión de red, esto es, en caso de interrupción del suministro, incluso si es tarificación por periodos, por al menos 6 meses.

Los equipos de medida destinados al entorno más doméstico, de menos de 15 kW de potencia activa contratada, esto es, de tipo 5 particularmente, tienen además que cumplir con los siguientes requerimientos³⁴, que paso a detallar:

- Lectura remota obligatoria e integrados en sistemas de telegestión y telemedida.
- Control de potencia activa obligatorio por maxímetro u otros medios, reenganchable desde el domicilio del cliente.
- Obligatoriedad de 6 periodos de discriminación horaria.
- Medida de energía activa y reactiva, con integración de tiempo de una hora, y registro y almacenamiento de curvas horarias de consumo de al menos 3 meses.
- Medida de potencia, con integración de períodos de tiempo de 15 minutos.

Y para los equipos de medida telegestionados, además es de aplicación el registrar al menos dos parámetros de calidad del servicio, como los siguientes:

- Número y duración de interrupciones de suministro mayores o iguales a 3 minutos.
- Tiempo en que la tensión sale de los límites definidos legales por exceso y por defecto.

³⁴ Ministerio de la Presidencia, 2007c: 37 867.

3.3 Comunicaciones

El siguiente pilar fundamental necesario para el despliegue de una Smart Grid es la instalación de las tecnologías de información y comunicación necesarias para integrar todos los servicios requeridos por la red inteligente, lo que incluye la definición de requisitos, protocolos, modelos de datos y semánticas de los ficheros de comunicación necesarios para conseguir así la interoperabilidad entre sistemas, elementos y servicios, así como el despliegue de una red de comunicaciones en tiempo real.

La red eléctrica es una infraestructura que llega a todos los lugares habitados, lo cual nos aporta infinitas opciones: si la red también está comunicada y puede recibir, mandar información y dar órdenes entonces la red eléctrica inteligente, Smart Grid, podrá ofrecer todo tipo de servicios a los ciudadanos. Si los centros de transformación están comunicados y desde allí se puede mandar información a sistemas centrales, ¿por qué no usarlos también para enviar información acerca del tráfico, del parking, del riego, de la contaminación o del llenado de los contenedores de basura? Hay centros de transformación en todas las calles, una buena red de sensores y de comunicación podría ofertar múltiples servicios tanto al DSO como a los gestores de la ciudad.

El concepto de red inteligente debe apoyarse básicamente en un marco de comunicaciones altamente fiable que sirva para dar soporte a todas las funcionalidades a implementar que dotarán de inteligencia a la red en cualquiera de sus niveles, ya que todas ellas hacen uso de comunicaciones entre distintos sistemas y con la propia red de distribución. Esto implica, por lo tanto, utilizar una nueva infraestructura de comunicaciones con ancho de banda suficiente, baja latencia y alta fiabilidad para todos los servicios necesarios a implementar.

Una vez que se disponga de la red de comunicaciones se pueden implementar los conjuntos de aplicaciones avanzadas de redes inteligentes necesarios. Además, todos los servicios requeridos comparten una única infraestructura física de comunicaciones. Una característica destacable deseable de la solución que se instale es que se base en estándares de mercado, por lo que no se limita a determinados dispositivos o fabricantes.

La red de comunicaciones que se implemente sobre la red para transformarla en Smart Grid debe buscar el equilibrio de las siguientes propiedades o requisitos, metodología SQRA³⁵, por sus siglas en inglés, Fig.9, que más adelante se explica en detalle.



Fig. 9. Requisitos Red de Comunicaciones.

Como se apunta anteriormente, la arquitectura de comunicaciones se debe basar en una red de distribución que interconecte los centros de control con las subestaciones AT/MT, una red de acceso que interconecte una o varias subestaciones con los centros de transformación y, al final, con la baja tensión y los clientes finales.

3.4 Automatización de la red de Media y Baja Tensión

Para conseguir una red más inteligente, la Smart Grid buscada, es también necesaria la implementación de la inteligencia de red en la automatización del segmento de media tensión, tal como existe en alta tensión. Proporcionar a la red inteligencia y automatismos que permitan mejorar el uso de sus instalaciones supondrá al DSO muchas mejoras en los procesos actuales de operación que realiza.

³⁵ Security, Quality, Reliability, Availability.

Hay que conseguir implantar un sistema distribuido formado por multitud de dispositivos conectados en la red de MT y en coordinación con otros sistemas y equipos de BT. Desarrollar dispositivos de control inteligentes, que se sitúen en la cabecera de las líneas de MT en las subestaciones y en los centros de transformación, y coordinen las funciones de monitorización, protección, control y regulación de todos los dispositivos conectados en la red de MT [41].

Las desventajas de una red sin automatizar podrían resumirse en:

- Tiempos de interrupción de servicio elevados.
- Dificil introducción de la generación y el almacenamiento en las redes de MT y BT.
- Mantenimiento correctivo.
- Coste de mantenimiento elevado, al igual que alto coste por reclamaciones de averías de clientes.
- Mayor tiempo medio de interrupción de suministro, es decir, peor calidad del servicio.

Frente a las ventajas de una red automatizada que son:

- Reducción de los tiempos de interrupción de servicio ante faltas imprevistas.
- Gestión óptima de la red y sus cargas.
- Permite la integración de la generación distribuida y el almacenamiento.
- Mantenimiento predictivo.
- Localización y posible reducción de las pérdidas en la red.
- Reconfiguración remota de la red en función de las necesidades de explotación, estado cero de la red en tiempo real.
- Mejora de la continuidad y calidad del suministro.
- Menor coste de operación del sistema.

De la misma forma hay que trabajar en la automatización de la red de Baja Tensión. Es necesaria la implementación de la inteligencia de red en el segmento de baja tensión, esto es, desarrollar un sistema distribuido formado por multitud de dispositivos conectados a la red de BT, gestionados por los elementos inteligentes, situados a nivel de centro de transformación de MT/BT y que coordinen las funciones de monitorización, protección, control y regulación de todos los dispositivos inteligentes situados en la red de BT.

Uno de los objetivos principales que debe perseguir la automatización de la red de distribución es la optimización de la operación del sistema, minimizando las pérdidas de la red y solucionando eventuales situaciones de sobrecarga o contingencias; [42] [43].

Además, hay que mejorar los algoritmos de protección, auto-cicatrización, monitorización y control de la red, tanto en media como en baja tensión. La necesidad de esta actuación es mayor conforme aumenta la penetración de vehículos eléctricos y de generación distribuida en la red.

Asimismo, es indudable que la respuesta de la red de distribución ante situaciones de fallo es un factor clave en la calidad de la red, la automatización mejora directamente la calidad del servicio suministrado.

Los índices *TIEPI* y *NIEPI*, establecidos por la legislación vigente en España, cuantifican de forma objetiva la calidad de suministro, y ambos están fuertemente influenciados por los procesos de despeje y localización de faltas y posterior reposición del servicio que proporciona la automatización de los centros.

TIEPI: es el tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada en media tensión

(1kV < V ≤ 36 kV).

Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i \cdot H_i)}{\sum PI}$$

Donde:

- $\sum PI$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (kVA).
- PI_i = potencia instalada en los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H_i (kVA).
- H_i = tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia PI_i (horas).
- K = número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del TIEPI serán las de duración superior a tres minutos.

Percentil 80 del TIEPI: es el valor del TIEPI que no es superado por el 80 % de los municipios del ámbito provincial definidos.

NIEPI: es el número de interrupciones equivalente de la potencia instalada en media tensión (1 kV < V <= 36 kV).

Este índice se define mediante la siguiente expresión:

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k (PI_i)}{\sum PI}$$

Donde:

- $\sum PI$ = suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT. (kVA)
- PI_i = potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción "i" (kVA).
- K = número total de interrupciones durante el período considerado.

Las interrupciones que se considerarán en el cálculo del NIEPI serán las de duración superior a tres minutos. Los valores actualmente definidos por la legislación española son:

	TIEPI (horas)	Percentil 80 del TIEPI (horas)	NIEPI (número)
Zona Urbana	1,5	2,5	3
Zona Semiurbana	3,5	5	5
Zona Rural Concentrada	6	10	8
Zona Rural Dispersa	9	15	12

Cuanta más automatización existe en la red de media y baja tensión mejor son los índices de calidad de servicio, pues se pueden evitar averías gracias a un mantenimiento predictivo de la red y, a la vez, recuperar el suministro de la red más rápidamente ante una contingencia.

El concepto de red auto-cicatrizante, buscado en una red inteligente, implica la automatización del proceso de reposición y reconfiguración de la red, con el objetivo de reducir el tiempo de las interrupciones y minimizar el número de maniobras necesarias para aislar el tramo en falta y reponer el servicio a los CTs afectados.

3.5 Integración generación y almacenamiento

La integración de recursos energéticos embebidos en la red de distribución es, sin duda, una de las piezas clave de las Smart Grids [44] y sólo tiene sentido si se enmarca en un concepto de red de distribución automatizada. La conexión de múltiples generadores distribuidos (GD) geográficamente permite equilibrar el consumo allí donde se produce, entre otras ventajas, como el ahorro de costes de generación a gran escala o la reducción de las pérdidas de transporte y distribución de la energía. Asimismo, los sistemas de almacenamiento y el V2G se consideran recursos energéticos distribuidos.

Si además la generación distribuida se realiza con fuentes de generación renovable el impacto en la reducción de las emisiones de CO₂ y la mejora del medioambiente son enormes [45].

Para integrar un conjunto heterogéneo de generadores existentes en una ciudad y sistemas de almacenamiento a nivel de MT serán necesarios integrar en la gestión de la red sus correspondientes sistemas de potencia, medida, regulación, control y protección [46].

La conexión de generación distribuida en la red de distribución, concebida en su origen para ser explotada de forma radial y con flujos unidireccionales de energía, supone un importante desafío para la operación de la red. Los principales retos a los que se enfrenta el sistema de distribución en este nuevo escenario son:

- Impacto en la regulación de tensión de la red. La regulación de tensión en la red de distribución actual se basa en una red radial, llevándose a cabo principalmente en el punto de suministro mediante, por ejemplo, regulación de tomas de transformadores de distribución o compensación de reactiva. La conexión de fuentes de generación distribuidas en el sistema de distribución, además de reducir la demanda de potencia desde el punto de suministro, puede provocar un aumento en la tensión bajo ciertas circunstancias. Asimismo, el comportamiento de los

generadores distribuidos respecto a la potencia reactiva, según el generador suministre o absorba, puede causar elevación o caída en la tensión de la red [47].

- Impacto en el equilibrio de tensiones. En caso de conexión de pequeños generadores monofásicos es posible que se introduzcan pequeños desequilibrios en la tensión trifásica de la red.
- Sincronización. Es necesario que la conexión de fuentes de generación a la red se haga bajo unas condiciones de sincronismo, que exigen que la diferencia de módulo, fase y frecuencia de la tensión entre el generador y la red no exceda unos límites. En caso de conexión fuera de sincronismo, pueden producirse efectos perniciosos como daños en el generador o la afección a la tensión de la red [48].
- Contenido de armónicos. Los equipos electrónicos utilizados en los sistemas de generación, especialmente los de origen renovable, pueden introducir armónicos indeseados en la red. Los sistemas fotovoltaicos, debido a su inversor DC/AC, presentan principalmente contribuciones de armónicos de tercer, quinto y séptimo orden. Se observa experimentalmente que la presencia de armónicos es mayor para potencias menores a la potencia nominal del convertidor y relativamente baja si la potencia generada está cercana a la nominal.
- Variabilidad. Gran parte de las unidades de generación distribuida plantean la utilización de fuentes de energía renovable, siendo esta una de las ventajas de este escenario. Este planteamiento implica inevitablemente el problema de la intermitencia en la disponibilidad del recurso primario (viento, sol).
- Impacto de la generación distribuida en el sistema de protección de la red. La incorporación de la generación distribuida en la red de distribución implica variaciones en la magnitud y dirección de las corrientes de falta, dependiendo de la ubicación de la falta y los generadores conectados a dicha red en el momento de la misma. Ante una falta en una línea de MT, además de la aportación desde la red de AT, también puede existir aportación desde los generadores distribuidos en la línea de MT [49] según la tecnología empleada, con lo que, desde este punto de vista, la red de distribución pierde el comportamiento radial con el que fue diseñada. Por lo tanto, la aportación de los generadores conectados en la línea de MT en falta puede causar errores en los detectores de paso de falta. Además, en escenarios de alta penetración de unidades de generación distribuida, especialmente aquellas basadas en energías renovables, se plantea el grave problema de la detección de faltas. La tecnología utilizada por este tipo de generadores conlleva el uso de convertidores de

potencia. Los convertidores de potencia tienen corrientes de operación limitada, por lo que condicionan la magnitud de la corriente de contribución ante faltas por parte de la GD. El efecto inmediato que trae consigo esta operación controlada de los convertidores de potencia, es que las magnitudes de las corrientes de falta sean próximas a la corriente nominal, por lo que las protecciones que basan su funcionamiento en la magnitud de la corriente, pueden tener problemas para detectar dicha falta. Tal es el caso de las protecciones convencionales de sobreintensidad, cuyo uso predomina en las redes de distribución eléctrica.

Estos problemas brevemente descritos representan algunos de los desafíos que la generación distribuida puede representar para la red de distribución. No obstante, una red de distribución automatizada bajo el paradigma de las Smart Grids es capaz de integrar estos recursos, dando solución a los retos planteados, superando eventuales inconvenientes y maximizando las ventajas que sin duda la generación distribuida debe aportar a la calidad y eficiencia del suministro eléctrico.

Las principales ventajas al conseguir una buena integración y gestión de la generación distribuida son:

- Reducción de pérdidas debidas al transporte y a la distribución de la electricidad gracias a la mayor proximidad entre generación y consumo, con lo que se aumenta la eficiencia del sistema.
- Mayor capacidad en la red para conectar generación. Hasta ahora se tenía muy limitada la capacidad de conexión de nuevos generadores distribuidos en la red, (limitada por la capacidad de la propia red), si hay inteligencia y medidas en tiempo real se podrán integrar muchos más GD con lo cual se mejora la eficiencia del sistema en su conjunto.
- Diversificación de tipo y número de generadores, gracias a lo cual se consigue reducir la criticidad de cada uno de los generadores individuales. Asimismo, es importante utilizar distintas fuentes de energía primaria para mitigar el efecto de su intermitencia (en el caso de fuentes renovables).
- Control de tensión y gestión de potencia reactiva. Con el adecuado control de la generación distribuida, el posible efecto en la regulación de tensión comentado

anteriormente, debe contribuir a mejorar el perfil de tensiones de la red de distribución.

- Uso de energías renovables. Aunque las unidades de generación distribuida no son necesariamente de origen renovable, una Smart Grid debe plantear la utilización de la inteligencia con que se dota a la red de distribución para maximizar la integración de recursos renovables en la misma. Este escenario conlleva claras ventajas medioambientales y de independencia energética. El almacenamiento de energía se presenta como uno de los elementos fundamentales para poder aprovechar al máximo las energías renovables reduciendo el efecto de su variabilidad, tal como se apunta anteriormente. De hecho, los sistemas de almacenamiento se incluyen en el concepto *DER*, siendo el vehículo eléctrico un ejemplo particular.

El **almacenamiento de energía** distribuido (por ejemplo, en centros de transformación en MT o conectados en BT) también se considera un recurso distribuido (*DER*). La capacidad de almacenar energía permite mejorar la calidad de red y reducir los desequilibrios en la curva de demanda. Asimismo el almacenamiento de energía permite satisfacer la demanda cuando existe un desfase temporal entre la punta de consumo y la punta de generación.

El almacenamiento es otra ventaja fundamental para conseguir el aplanamiento de la curva tan deseado. Hasta ahora el almacenamiento no ha constituido una herramienta real en la operación de las redes, a partir de ahora, gracias al desarrollo de esta tecnología, aparecen muchas opciones de uso que permitirán mejorar dicha operación de la red.

Además de las propias baterías, el sistema de almacenamiento debe contar con dispositivos de control y acoplamiento a la red. A continuación se recogen los principales elementos que componen estos sistemas:

- Sistema de almacenamiento: conjunto de baterías³⁶ que asociados en serie y paralelo conforman la capacidad total de almacenamiento.
- BMS³⁷: elemento que proporciona el estado de carga de los packs.
- Elemento de conexionado de las baterías: los módulos en paralelo se van a conectar individualmente con seccionamiento-fusibles.
- Convertidor DC-DC: eleva la tensión de las baterías al nivel del bus de continua.

³⁶ Packs.

³⁷ Battery Management System.

- AFE³⁸: convierte la tensión continua del bus en tensión alterna.
- Autómata de instalación: se comunica con el BMS y los convertidores, proporcionando las consignas.

El diagrama de bloques del sistema típico completo se representa en la Fig.10, en un ejemplo de conexión en BT.

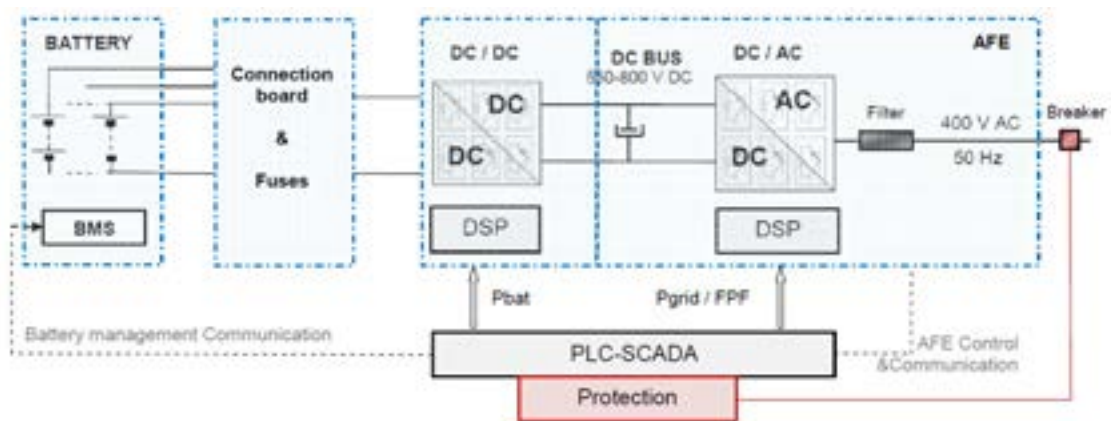


Fig. 10. Diagrama de bloques del sistema de almacenamiento.

La Fig.11 muestra de forma simplificada la conexión de un sistema de almacenamiento en MT, en un centro de transformación.

³⁸ Active Front End Converter.

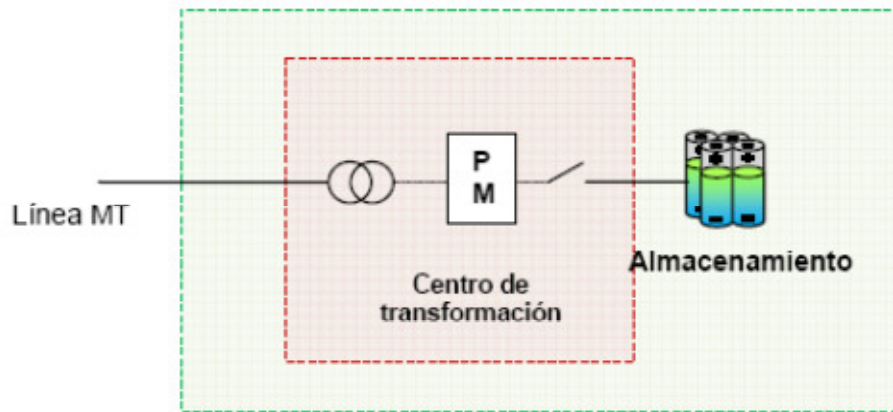


Fig. 11. Centro de Transformación con almacenamiento conectado a un nodo de MT de la red de distribución.

Asimismo, la Fig.12 muestra la conexión de almacenamiento en el lado de baja tensión de un centro de transformación, en el que además se conectan distintos sistemas de generación distribuida.

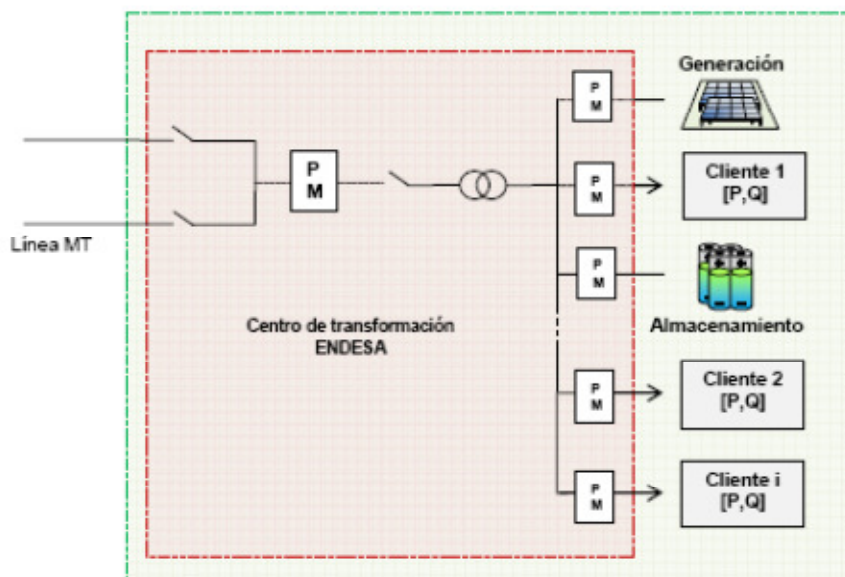


Fig. 12. Centro de Transformación con consumo, generación y almacenamiento.

Las funcionalidades que aportará a la red la capacidad de disponer sistemas de almacenamiento de energía son:

- Gestión de la potencia activa:
 - Descargar tramos de línea que se encuentran sobrecargados en determinadas franjas horarias.
 - Hacer las veces de SAI³⁹ a un Cliente determinado del CT⁴⁰.
 - Realizar un recorte de picos de consumo-generación. Aplanamiento de la curva de consumo.
 - Reducción de las pérdidas de la línea.
- Gestión de la potencia reactiva: hacer compensación de reactiva en el nodo donde se conecta el almacenamiento.
- Control de tensión: permitir de algún modo controlar el nivel de tensión MT del nodo de conexión, aunque este valor se verá muy influenciado por la potencia de almacenamiento instalada y la potencia de cortocircuito.

Las ventajas de disponer de recursos distribuidos únicamente son posibles en una red automatizada, con un sistema de control descentralizado y bidireccional que gobierne los flujos de energía para mejorar la calidad, mantenimiento y seguridad del suministro. Estos algoritmos de control se implementan en controladores de red⁴¹, desarrollos que son posibles gracias a las tecnologías de la información y comunicación [50].

Por tanto, se aconseja integrar en la red de distribución diversos sistemas de generación y almacenamiento distribuidos, conectados en el nivel de media tensión (mini-almacenamiento) y de baja tensión (micro-generación y micro-almacenamiento) con sus correspondientes algoritmos de control.

³⁹ Sistema de Alimentación Ininterrumpida.

⁴⁰ Centro de transformación.

⁴¹ Son los dispositivos inteligentes o iDevices explicados en detalle en el Anexo 1.

3.6 Eficiencia Energética y Gestión activa de la demanda

Una vez instaladas las comunicaciones y la telegestión, otras de las actuaciones importantes que hay que acometer para conseguir una Smart Grid consistirá en el desarrollo de sistemas de gestión activa de la demanda y de control de la eficiencia energética en todos los usuarios posibles.

La eficiente utilización de los recursos eléctricos pasa en primer lugar por modificar los hábitos de los consumidores. Gracias a esto, se puede conseguir aplanar la curva de consumo diaria, lo cual significaría optimizar el aprovechamiento de las redes actuales y aumentar la eficiencia general del sistema eléctrico.

La posibilidad de monitorizar y controlar de forma activa el consumo de clientes domésticos y singulares de la zona, instalando herramientas específicas para el usuario y que además hagan posible la interacción con el gestor de la red posibilitarán una mejora en la gestión de la energía.

Un sistema avanzado de gestión de la demanda permitirá conocer los consumos en tiempo real [51] hacer una previsión de demanda para el día posterior⁴², adaptar dicho consumo a la curva de precios estipulada para su optimización, detectar consumos inapropiados, anticiparnos a su facturación mediante herramientas de análisis, planificar el consumo o ajustarlo a un valor objetivo y agregar los consumos de varias sedes (empresas *multisite*).

Para empezar se deben implementar los sistemas que utilicen los *Smart Meters*. Este dispositivo, participa en las funciones de DER, AMI, y ADA. Las funciones principales a usar para esta cuestión de estos contadores domésticos inteligentes son:

- Tarificación según franjas horarias (AMI).
- Limitación de potencia según contrato (AMI).
- Desconexión por falta de pago (y restablecimiento) (AMI).

⁴² En función de la temperatura prevista, los consumos anteriores, la media de consumo de clientes similares, por ejemplo.

- Cuantificación de energía inversa si hay un balance negativo (DER).
- Envío de información hacia la distribuidora (ADA y AMI).
- Medida de calidad de onda (huecos de tensión) (ADA y AMI).

La función principal de estos dispositivos en una Smart Grid, es poner a disposición del usuario la información de sus hábitos de consumo, y provocar un cambio en los mismos de cara a una gestión eficiente de la demanda. Al discriminar horariamente los precios de la electricidad, estadísticamente, se consigue suavizar la diferencia actual entre la punta y el valle. Como se ha apuntado anteriormente, esta medida equivale a tener una capacidad de almacenamiento, pues se incrementa el consumo durante el valle y se reduce en el periodo de punta.

Además de desplegar los *Smart Meters*, como vimos anteriormente, se deben instalar las comunicaciones PLC por la red de BT entre consumidores y concentradores situados en los centros de transformación, así como comunicaciones entre concentrador y los sistemas centrales para poder así tener información en tiempo real para una óptima gestión de la demanda.

Se deben tomar medidas que se extiendan desde el alumbrado público a la eficiencia en consumos de PYMES, edificios emblemáticos y usuarios residenciales.

De la misma forma se deben implantar sistemas de control y monitorización de alumbrado público y sustitución de luminarias por tecnologías de menor consumo.

En primer lugar, se pueden sustituir las luminarias de algunas zonas de la ciudad por otras de bajo consumo, combinando tecnologías LED⁴³ y halogenuro con un control individualizado de cada una de ellas, control punto a punto. De este modo, aplicando programas de funcionamiento individuales o por grupos, y calibrando la intensidad de las luces adaptándola a las necesidades de la zona, se reduce el consumo hasta en cinco veces. Los sistemas control punto a punto de luminarias comunicadas permitirán reducir el consumo considerablemente en función de las necesidades de uso.

Se pueden instalar soluciones de eficiencia energética en pymes y edificios importantes, de forma que estas empresas reciban información en tiempo real acerca de la energía que están consumiendo, gestionándola de manera inteligente, e interactuando sobre las distintas cargas mediante un sistema de control.

⁴³ Light-Emitting Diode.

En cuanto a usuarios residenciales, además de los *Smart Meters* comentados se les pueden instalar kits de eficiencia energética mediante los cuales puedan conocer el consumo total de su hogar y gestionar parte de esa energía. Esta gestión es posible gracias a los dispositivos inteligentes que se instalan en el domicilio, capaces de diferenciar distintos consumos y de ser controlados y programados a distancia, vía Web o mediante aplicación para Smartphone.

El sistema de gestión activa de la demanda (SGAD) que se implemente se debe articular en torno a dos nuevos sistemas, SGAD-Energía y SGAD-Potencia, que permitan la implicación activa de clientes, distribuidora y comercializadora. Estos sistemas presentan procesos automáticos y no intrusivos, respetando los parámetros mínimos de utilidad y bienestar fijados por el cliente. La implementación de estos sistemas requiere la intervención de tres agentes principales:

- Agregador: ESE⁴⁴. Si bien puede actuar como agente de compra de clientes con múltiples sedes. Transmite las ofertas de tarifas a clientes desde la Comercializadora y solicitudes de limitación de potencia temporales de la Distribuidora.
- Distribuidora: es el gestor de la red que, en determinadas ocasiones, necesita una reducción de los consumos en un área determinada. Envía solicitudes de reducción por zona y recibe propuestas.
- Comercializadora: Es la compañía que realiza las ofertas de energía para cada período.
- Clientes: en cada cliente o sede se gestiona la planificación energética en base a la información proporcionada por los demás agentes. Valida o rechaza las propuestas de limitación de potencia.

La Fig.13 muestra una representación esquemática de la interacción de estos agentes.

⁴⁴ Empresa de Servicios Energéticos.

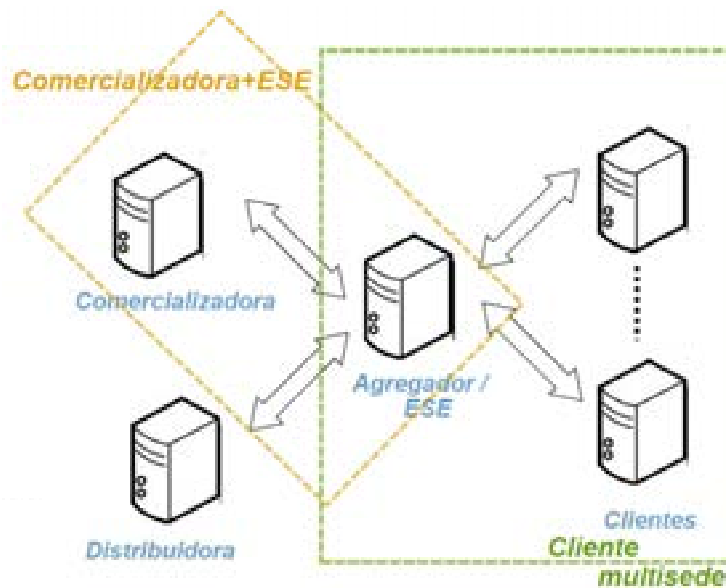


Fig. 13. Agentes implicados en la gestión activa de la demanda

En detalle, en el sistema de gestión activa de la demanda (SGAD) el agregador podrá controlar los consumos que así haya acordado con sus clientes, manteniendo sus márgenes de confort previamente acordadas y optimizando su factura según criterio contratado. El agregador podrá recibir ofertas tarifarias desde la Comercializadora a distintas horas y, según éstas, operar el consumo de sus clientes. Por otro lado, recibirá las necesidades de deslastres de carga por parte de la Distribuidora y de la misma forma reducirá el consumo de sus clientes asociados. Esto permitirá el desarrollo de nuevos negocios por parte de los agregadores, la optimización de las facturas a los clientes, el desarrollo de un mercado tarifario activo y la optimización del uso de la red eléctrica para la Distribuidora.

Estos servicios se articulan bajo dos conceptos, que se detallan a continuación:

SGAD Energía. Este sistema se plantea como una nueva forma de relación entre clientes y comercializadora, aportando servicios para ambas partes. La comercializadora podrá ofrecer tarifas más ajustadas ya que:

- Le permite trasladar los costes reales de la energía y, por tanto, reducir riesgos. Cada periodo de tiempo, por ejemplo de día, puede tener una curva tarifaria diferente en función del coste en el mercado.
- Dispone de una previsión de consumo del conjunto de clientes. Esta previsión la puede utilizar en su proceso de compra de energía.

Por su parte, los clientes tendrán capacidad de gestionar de forma activa su consumo, lo cual les permitirá reducir los costes energéticos totales sin que suponga una pérdida de utilidad o confort.

El esquema de operación de SGAD Energía es el siguiente, Fig.14:

1. La Comercializadora envía tarifas de clientes al agregador, diariamente o de cualquier período pactado.
2. El agregador envía tarifas a cada Cliente que gestiona.
3. El cliente recibe tarifas para el día siguiente y planifica cargas, por ejemplo, a través de las consignas de climatización.
4. El cliente envía su previsión de carga para el día siguiente al agregador.
5. El agregador envía su previsión de carga para el día siguiente a la Comercializadora.
6. La Comercializadora utiliza la información para la compra de energía en el mercado y prepara oferta para día posterior.

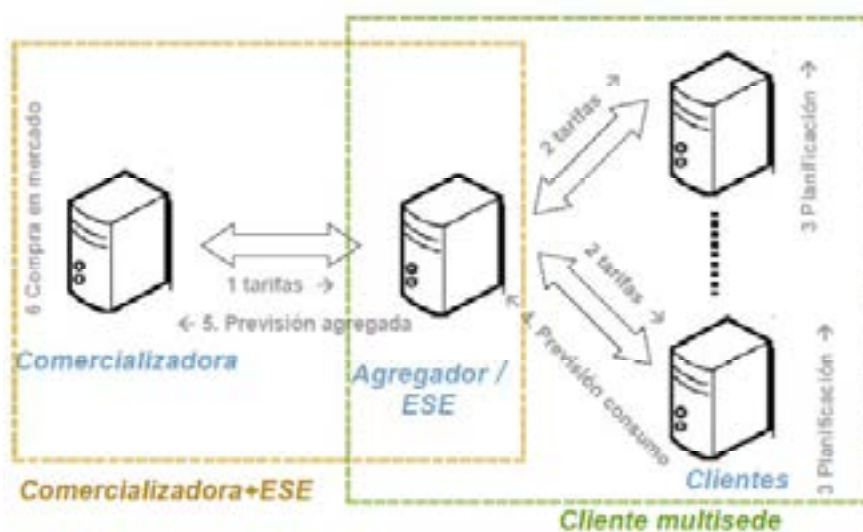


Fig. 14. Esquema SGAD Energía

SGAD Potencia. Este servicio permite la gestión eficiente y automática de las solicitudes de reducción de potencia, en casos de sobrecarga de la red. Por lo tanto, proporciona un sistema para actuar frente a situaciones de incidencias en las redes de distribución a través de la reducción del consumo de los clientes que participasen en un programa SGAD. Este servicio proporciona ventajas frente a otros sistemas de gestión de la demanda. Desde el punto de vista del cliente, cuenta con mayor capacidad de decisión, manteniendo los parámetros de

utilidad y confort. Por parte de la distribuidora, obtiene inmediatamente información de la reducción de consumo que realmente puede alcanzar.

El esquema de operación de SGAD Potencia es el siguiente, Fig.15:

1. El Gestor de Red envía una solicitud de reducción de potencia al agregador, indicando la zona de la red, duración e inicio.
2. El agregador transmite la petición a Clientes.
3. El cliente recibe la solicitud de reducción y realiza una simulación automática de planificación de cargas, teniendo en cuenta los parámetros de confort mínimo definidos.
4. El cliente valida su participación⁴⁵.
5. El cliente envía la replanificación de consumos al agregador.
6. El agregador envía al Gestor de Red la replanificación agregada como propuesta de reducción.
7. El Gestor de Red confirma (o no) la aceptación de la propuesta de reducción al agregador.
8. El agregador envía la confirmación al Cliente.
9. El cliente ejecuta la replanificación.

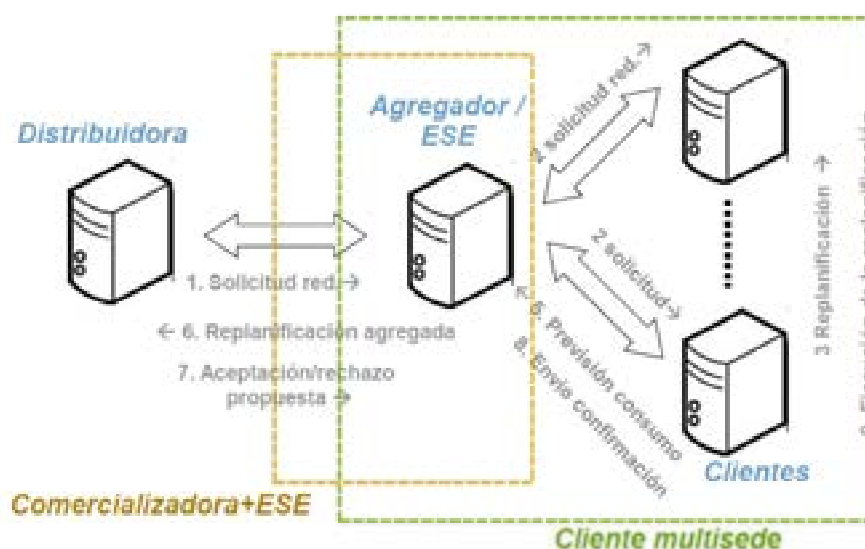


Fig. 15. Esquema SGAD Potencia

⁴⁵ Esta participación es opcional.

En resumen, los Sistemas de Gestión Activa de la Demanda constituyen módulos de administración de la energía en tiempo real de manera que confluyan los intereses de todos los agentes participantes: por un lado, el cliente puede conocer su consumo de energía y dispone de herramientas para controlarlo y optimizarlo; por otro lado, las comercializadoras cuentan con canales para una comunicación más directa y avanzada con sus clientes, de manera que pueden diseñar y ofrecer productos y servicios más ajustados a la demanda y a los requerimientos de éste; por su parte, se consolida una figura intermedia, capaz de canalizar la información entre agentes, asegurando la transparencia, la independencia y la interoperabilidad de todos ellos; y, por último, las compañías distribuidoras disfrutan así de las funcionalidades de esta herramienta, que le permite optimizar la operación de la red y el máximo aprovechamiento de los recursos tanto materiales como energéticos.

3.7 Vehículos eléctricos

Otro de los elementos claves en su integración y control para la consecución de las Smart Grids es el nuevo consumidor surgido hace pocos años: el vehículo eléctrico [52].

La red inteligente debe contar tanto con la infraestructura de recarga como con los sistemas de control de la recarga necesarios para permitir el uso eficiente del vehículo eléctrico.

Los vehículos eléctricos se propulsan total o parcialmente por un motor eléctrico alimentado por baterías que se recargan a través de una toma de corriente. La utilización de este tipo de vehículos reduce drásticamente las emisiones de CO₂ debidas al uso de combustibles fósiles y representa una gran oportunidad para combatir la contaminación atmosférica en las áreas urbanas, el efecto invernadero y el calentamiento global [53].

En el futuro, el vehículo eléctrico puede jugar un papel importante en el equilibrio de la energía en la red, al servir como fuente distribuida de energía almacenada y ayudar a integrar las fuentes de energía variable a la red, incluyendo la energía eólica y la solar [54] [55] [56].

Hay que apostar por el desarrollo del vehículo eléctrico como una de las vías principales para lograr los objetivos 20, 20, 20 de la Unión Europea⁴⁶. Para ello se han desarrollado soluciones de recarga de vehículos eléctricos tanto para zonas públicas como privadas, además de soluciones que permiten recargar el vehículo de manera más rápida o que permiten utilizar el vehículo como una batería que proporciona energía cuando se desee a través de un cargador bidireccional (por ejemplo la tecnología V2G, siglas en inglés de vehicle to grid, del coche a la red, o V2H, vehicle to home, del coche a la casa) [57] [58].

Una visión de ciudad en la que circulan mayoritariamente coches eléctricos ya no es una esperanza para el futuro, sino una oportunidad al alcance de la mano hoy en día que beneficia a todos.

Poco a poco este nuevo usuario estará cada vez más presente en nuestra sociedad y, por lo tanto, conectado en más puntos a la red, de ahí la importancia de su integración controlada por el operador de la red.

El vehículo eléctrico tiene muchas ventajas:

⁴⁶ 20% de disminución de las emisiones de CO₂, 20% de mejora de eficiencia energética, y 20% de energía procedente de fuentes renovables

- La eficiencia energética del vehículo eléctrico es casi el doble que el de la combustión interna.
- El coste para recargar un VE⁴⁷ es significativamente más económico que repostar un vehículo de motor de combustión interna (MCI). 1€/100km en Tarifa Nocturna.
- Los objetivos europeos, en cuanto a sostenibilidad energética, parecen difíciles de alcanzar sin actuar sobre el sector transporte. El 28% del consumo mundial de energía final es realizado por el sector del transporte. En la UE, es del 33%. En España, es del 43%.

Además, la electrificación del transporte permitirá disminuir las emisiones de GEI⁴⁸. La UE establece varias metas y objetivos:

- En 2012 se espera que la media de emisiones por vehículo sea inferior a 120g. de CO₂/km.
- En 2020: El objetivo es de 95 g. de CO₂/Km. Se estima que la cuota de energía procedente de renovables sea mayor del 10%.

El DSO necesita de inteligencia en la red para controlar la recarga de estos nuevos consumidores, según sea el tipo de infraestructura que suministre la energía a los vehículos eléctricos el impacto en la red es diferente [59] [60]. De nuevo la red eléctrica existente, que no fue concebida para estos usos, debe adaptarse rápidamente usando las TICs para evitar que asumir nuevas cargas suponga poner en riesgo la calidad del servicio ofrecido al resto de clientes [61].

Con las tecnologías que aquí se están analizando se podrá controlar cuándo y cómo deben cargar los vehículos eléctricos para evitar producir cualquier problema a la red o al resto de los usuarios. Si se instalan tecnologías como todas las vistas en los apartados anteriores entonces la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico se podrá integrar en la red sin ningún tipo de problema. Los vehículos deben cargar dónde y cuándo se pueda.

Los tipos de infraestructuras de recarga existentes varían según sean:

⁴⁷ Vehículo Eléctrico.

⁴⁸ Gases de Efecto Invernadero.

1. los conectores: influye la compatibilidad del punto de recarga con el vehículo eléctrico,
2. los tipos de recarga: relacionado con la potencia del punto de recarga y la duración de la recarga,
3. el modo de carga: relacionado con los protocolos de comunicación entre el punto de recarga y el vehículo, impactando en el nivel de control del proceso de carga.

Se pueden encontrar los siguientes tipos de recarga ya comerciales:

A) RECARGA CONVENCIONAL (16 Amperios)

La recarga convencional aplica niveles de potencia que implican una carga con una duración de unas 8 horas aproximadamente.

- La carga convencional monofásica emplea la intensidad y voltaje eléctricos del mismo nivel que la propia vivienda, es decir, 16 amperios y 230 voltios. Esto implica que la potencia eléctrica que puede entregar el punto para este tipo de cargas es de aproximadamente 3,7 kW.
- Con este nivel de potencia, el proceso de carga de la batería tarda unas 8 horas. Esta solución es óptima, fundamentalmente, para recargar el vehículo eléctrico durante la noche en un garaje de una vivienda unifamiliar o garaje comunitario.
- Para conseguir que el vehículo eléctrico sea una realidad, y teniendo en cuenta el sistema eléctrico actual, la recarga óptima desde el punto de vista de eficiencia energética, consiste en realizar este tipo de recarga durante el período nocturno, que es cuando menos demanda energética existe.

B) RECARGA SEMI-RÁPIDA (32 Amperios)

La recarga semi-rápida aplica niveles de potencia que implican una carga con una duración de unas 4 horas aproximadamente.

- La carga semi-rápida emplea 32 amperios de intensidad y 230 v de voltaje eléctrico. Esto implica que la potencia eléctrica que puede entregar el punto para este tipo de cargas es de aproximadamente 7,3kW.
- Con este nivel de potencia, el proceso de carga de la batería tarda unas 4 horas. Esta solución es óptima, fundamentalmente, para recargar el vehículo eléctrico durante la

noche en un garaje de una vivienda unifamiliar o garaje comunitario. Si la carga se hace durante el día será a tarifa más cara.

C) RECARGA RÁPIDA

El tipo de carga más adecuada es la recarga rápida, que supone que en 15 minutos se puede cargar el 65% de la batería.

- La carga rápida emplea una mayor intensidad eléctrica y, además, entrega la energía en corriente continua, obteniéndose una potencia de salida del orden de entre 50 y 80kW, función del propio estado de carga de la batería.
- Esta solución es la que, desde el punto de vista del cliente, se asemeja a sus hábitos actuales de repostaje con un vehículo de combustión.
- Estas cargas deben ser concebidas como extensión de autonomía o cargas de conveniencia.
- Las exigencias a nivel eléctrico son mayores que en la recarga convencional. Lo que puede implicar la necesidad de adecuación de la red eléctrica existente. Por poner una referencia, la potencia requerida para este tipo de instalaciones es comparable a la de un edificio de 15 viviendas.

D). V2G⁴⁹

Los vehículos capaces no sólo de cargar sus baterías cuando son conectados a la red eléctrica sino de descargar energía a la misma emplean la denominada tecnología “vehículo a red”, V2G (*vehicle to grid*). Un caso particular de la anterior tecnología V2G es el vertido de energía del vehículo para su aprovechamiento directamente en el hogar, alimentando pequeños consumos. En este caso, la denominación correcta es “vehículo a casa”, V2H (*vehicle to home*).

La tecnología V2G, es la más ventajosa tanto para el usuario como para la red. Esta opción permitirá usar las propias baterías de los VE para volver a utilizar la energía almacenada en ellas bien por la red o bien por el propio propietario del vehículo [62].

Si por ejemplo el usuario llega a su vivienda y aparca el coche teniendo carga suficiente en la batería, ¿Por qué no usar esa energía para el propio consumo doméstico y posteriormente volver a cargar la batería del coche a la hora que la tarifa sea más barata? Simplemente serán

⁴⁹ Vehicle to Grid. La batería del vehículo puede volver a enviar la energía a la red para ser utilizada.

necesarios los iDevices correspondientes en el punto de conexión a la red que permitan realizar esta gestión, además de una legislación que regule cómo debe hacerse este flujo inverso. El usuario y la comercializadora tendrán que firmar un acuerdo de uso de esta energía si es que la energía pudiera ser volcada de nuevo a la red pública.

Un vehículo eléctrico puede considerarse en sí mismo una microred, dado que puede funcionar de modo autónomo o conectado a la red eléctrica, dispone de consumos provenientes de su motor, de potenciales generaciones eléctricas provenientes de su sistema regenerativo de frenado y retención, de un sistema de almacenamiento de energía en sus baterías y/o supercondensadores, cargas diversas (sistemas de control, frenos, sistemas activos de seguridad, ventilador, aire acondicionado, bombas, sistemas hidráulicos, entre otros.) y, además, todos estos sistemas y equipos están gestionados por diferentes estrategias de control que dependen tanto del tipo de conducción como de su conexión o no a la red eléctrica [63] [64].

Los actuales sistemas en desarrollo de generadores virtuales se basan en la gestión de cargas eléctricas que pueden funcionar como pequeños generadores autónomos [65] vertiendo energía a la red, permitiendo de este modo optimizar el funcionamiento de esta al configurar un sistema de generación distribuida. Estas pequeñas generaciones pueden ser formadas por microgeneraciones eólicas, aplicaciones fotovoltaicas, sistemas de almacenamiento de energía y, naturalmente, por vehículos eléctricos que, dependiendo de la demanda de la red, pueden cargar sus baterías o descargarlas, como V2G o V2H, pasando de ser consumidores a contribuyentes netos al sistema eléctrico. Esto supone un verdadero punto de inflexión tecnológico.

La Fig.16 muestra un esquema de un vehículo eléctrico de Mitsubishi, como los utilizados en el proyecto ZEM2ALL⁵⁰, proyecto que nació en Málaga atraído por la infraestructura ya desplegada de Smart Grids por el proyecto Smartcity y gracias al cual se ha instalado el primer living lab en el mundo con 220 vehículos eléctricos totalmente monitorizados en tiempo real al igual que la infraestructura de recarga doméstica, rápida y V2G situada por toda la ciudad. ZEM2ALL es un consorcio hispano-japonés con más de 60M€ de presupuesto y que termina en diciembre del 2015. También se han usado en el proyecto los Nissan Leaf [66] [67] [68].

⁵⁰ Zero emission mobility to all.

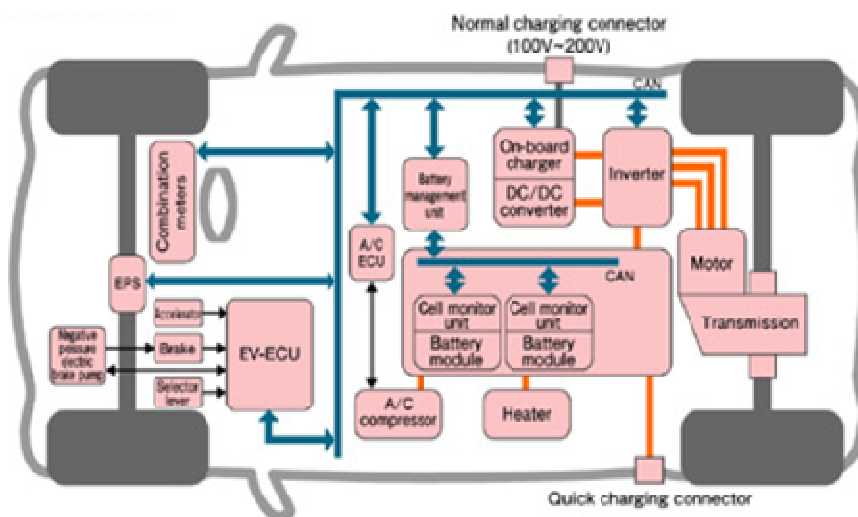


Fig. 16. Esquema de un vehículo eléctrico (Mitsubishi iMiev).

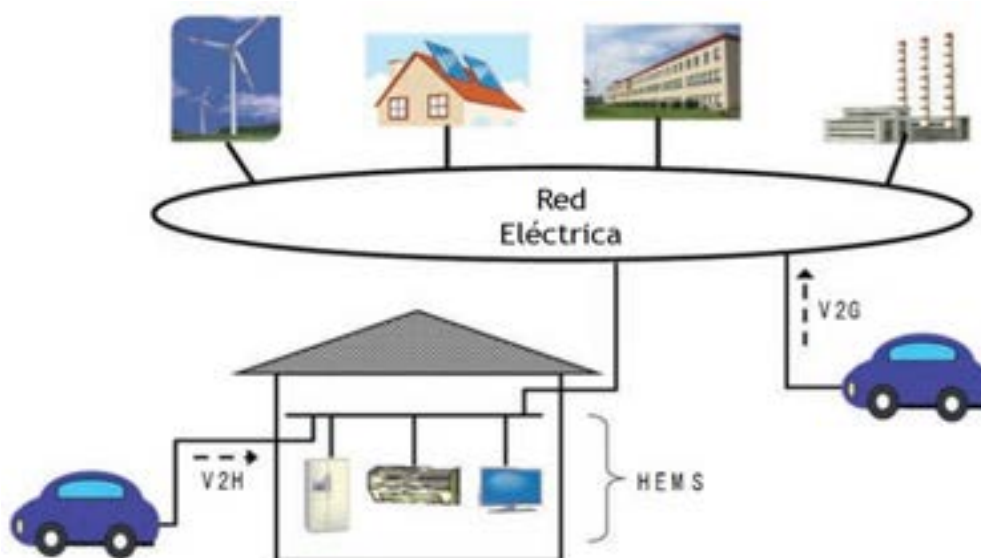


Fig. 17. Integración de vehículos eléctricos con capacidad de almacenamiento y descarga de energía
(Fuente: <http://www.itrco.jp/>).

Los vehículos eléctricos V2G suponen una oportunidad para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico ya que la recarga de sus baterías o su descarga puede realizarse en el momento elegido por los usuarios y por el sistema de gestión de la red, lo que no ocurre con la mayoría de los consumos eléctricos. Esta capacidad de gestionar la demanda presenta importantes

ventajas ya que ofrece al sistema eléctrico la posibilidad de mejorar su eficiencia global, aplanando la curva de demanda, aumentando el ratio de cobertura de demanda, mejorando la seguridad en el suministro de energía y facilitando la integración de la energía procedente de recursos renovables.

De forma equivalente a lo comentado en relación al almacenamiento de energía, recargar las baterías de estos vehículos durante los periodos de menor demanda⁵¹, permitirá aplanar la curva de demanda al disminuir las grandes diferencias que se producen entre los periodos de mayor y de menor consumo eléctrico. Además, en caso de diferentes tarifas horarias, el precio de la electricidad es menor durante las horas nocturnas (cuando hay menor demanda). En sentido inverso, la descarga parcial de la energía contenida en los vehículos eléctricos en los periodos de mayor demanda de energía a la red permitirá disminuir la exigencia de generación de energía de las centrales, lo que favorece la eficiencia del sistema eléctrico.

El potencial de una adecuada gestión de la Smart Grid puede verse en la siguiente gráfica.

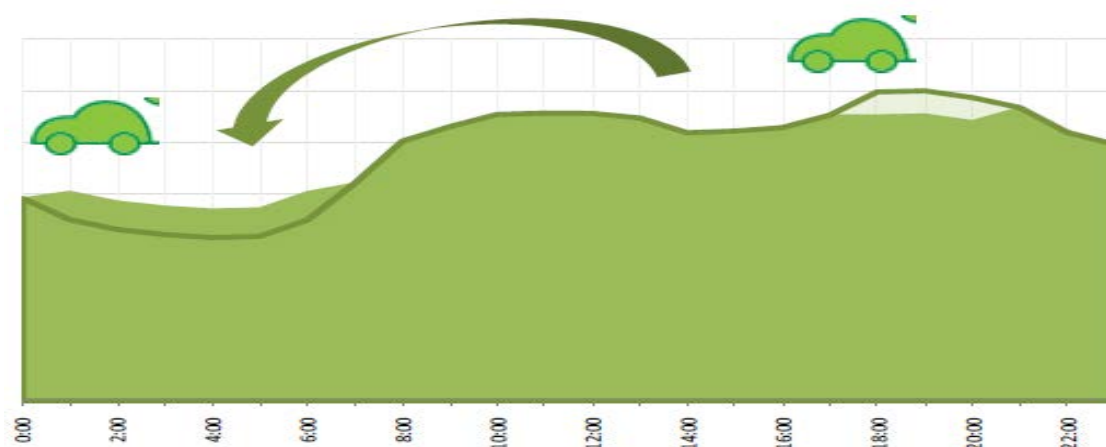


Fig. 18. Aplanamiento de la curva de demanda mediante vehículos eléctricos y puntos de recarga V2G
(Fuente: Red Eléctrica de España)

El coche eléctrico con tecnología V2G puede jugar un papel de gran importancia para integrar las energías renovables en el sistema eléctrico. Así por ejemplo, la producción eólica, generada mayoritariamente durante la noche, presenta una gran variabilidad. Además, dado que no es

⁵¹ La menor demanda suele ser en las horas nocturnas.

posible su almacenamiento, cuando la oferta de energía eólica es mayor que la demanda, existe la posibilidad de que no se pueda dar entrada en el sistema a toda la energía eólica que se produce. Por ello, recargar los vehículos eléctricos durante las horas nocturnas ayudará a aprovechar esta energía. Por otro lado, esa energía de origen renovable almacenada en los vehículos podrá ser devuelta a la red en el momento adecuado durante los periodos de mayor demanda eléctrica.

Contar con vehículos eléctricos V2G conectados a la red permitirá además disponer de un recurso energético que, en determinadas condiciones, puede proporcionar un suministro eléctrico para asegurar el ratio de cobertura de demanda e, incluso, la propia seguridad en el suministro en situaciones puntuales.

En paralelo a los vehículos eléctricos V2G se hace totalmente necesario el desarrollo de los correspondientes puntos de recarga V2G capaces no únicamente de proporcionar energía a las baterías para su carga, sino también de inyectar a la red energía procedente de las mismas. Estos puntos de recarga han de poder ser gestionados por el operador del sistema bajo un sistema específico de consignas que permita su funcionamiento eficiente e integrado en la red eléctrica.

Los modos actuales de recarga son, Fig.19:

Modo1. Infraestructura de recarga en toma tipo Schuko⁵² sin comunicaciones entre la infraestructura de carga y el vehículo eléctrico. Corriente alterna.

Modo2. Infraestructura de recarga en toma tipo Schuko en pared, con sistemas de función piloto incluidos en el cable. El cable cuenta con un dispositivo intermedio de control piloto que sirve para verificar la correcta conexión del vehículo a la red. Corriente alterna.

Modo3. Infraestructura de recarga en toma tipo Mennekes con hilo piloto de comunicación integrado. Los dispositivos de control y protecciones ya se encuentran dentro del propio punto de recarga. Corriente alterna.

⁵² Toma normal doméstica.

Modo 4. Infraestructura de recarga con convertor a corriente continua. Sólo para carga rápida.

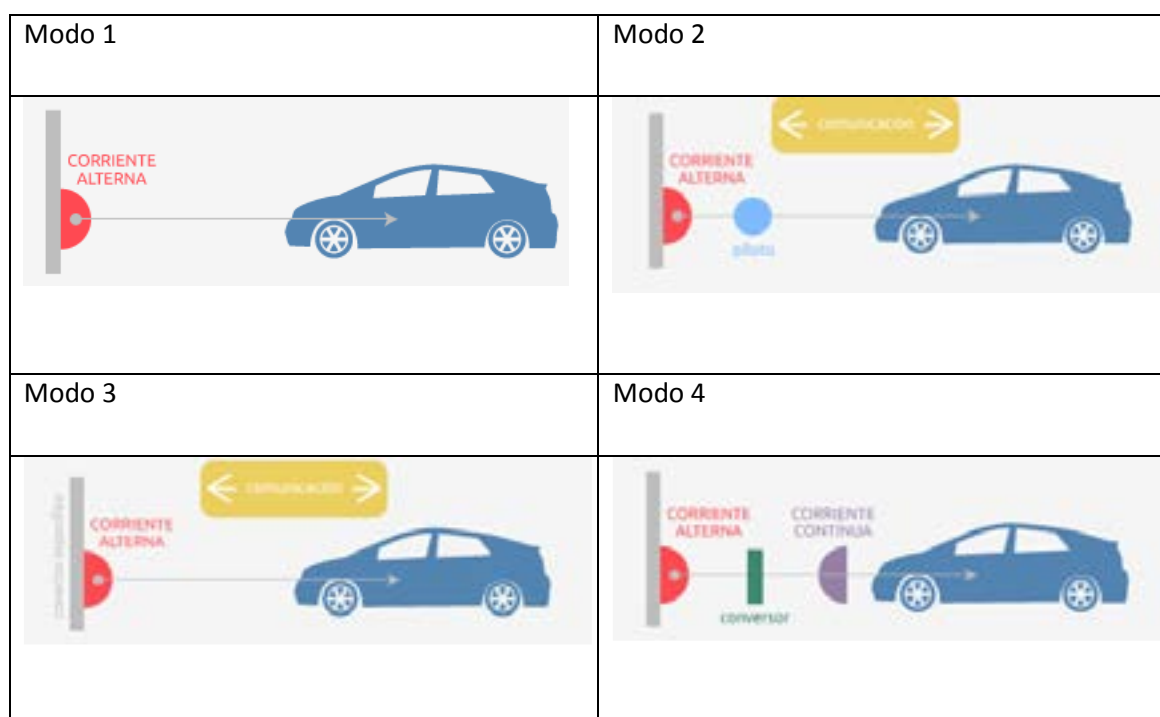


Fig. 19. Modos de carga de vehículos eléctricos.

Gracias a la automatización avanzada de la red y a la completa red de comunicaciones desplegada en una Smart Grid, se obtendrá información en tiempo real de todo cuanto acontece en nuestra red, y absoluto control, (ya sea generación, consumo o almacenamiento de energía); de esta forma, se puede maximizar la cuota de energía generada en la propia zona, gestionar la recarga de vehículos de acuerdo a la energía disponible en cada momento, estudiar los perfiles de consumo de nuestros clientes para adelantarnos a sus necesidades. Se entra, de esta forma, en un nivel de detalle hasta ahora impensable.

Sin embargo, no se puede afrontar con seguridad la recarga de vehículos eléctricos si no se aplica ningún tipo de gestión; en primera instancia, será asumible, pero cuando el número de vehículos eléctricos aumente, podría suponer una amenaza para la estabilidad del sistema eléctrico, así como un desbordamiento en la inversión necesaria en ampliación de redes.

Según sea el modo de carga que más se despliegue y el número de vehículos necesitando carga así será la afectación a la red. El DSO necesitará siempre tener sistemas de control de esta infraestructura de recarga para evitar en todo momento posibles problemas en las redes. El DSO necesita la implantación de tecnologías de Smart Grid para asegurar una buena integración de la recarga del vehículo eléctrico.

3.8 Sistemas

Por último, es de total necesidad la adaptación de los sistemas actuales y el desarrollo de nuevos sistemas para introducir todas las tecnologías anteriores en el modelo energético.

Junto con el desarrollo de las comunicaciones que se han visto anteriormente, es necesario desarrollar y adaptar los sistemas de información para dar soporte a las necesidades de la Smart Grid. Para ello, hay que desarrollar nuevos sistemas, ampliar los ya existentes y finalmente integrar y puesta en marcha de todos ellos.

Es importante que la aplicación de las nuevas tecnologías que forman parte de las redes inteligentes de distribución tengan las garantías suficientes de robustez, operación, explotación, soporte y escalabilidad.

Las actividades a realizar se deben centrar en el desarrollo de nuevos sistemas, como un Sistema de Gestión Activa de la Demanda (SGAD) o un Portal del Cliente, y en la ampliación de sistemas ya existentes, como el Sistema Técnico de Distribución, integrando toda la información generada por los contadores inteligentes, los nuevos automatismos y los iDevices⁵³, poniéndola a disposición del gestor de la red para apoyar los procesos de Operación y Mantenimiento de la red de distribución principalmente.

Además, estos nuevos desarrollos en el campo de los sistemas deben apoyar los algoritmos asociados a la Gestión de la Generación Distribuida, el almacenamiento y la carga de los vehículos eléctricos. Estos subsistemas junto al SGAD y Portal del Consumidor son claves en el comportamiento energético de la Smartcity puesto que permitirán modular de forma directa o indirecta el vector de la Demanda, con mayor capacidad práctica que la generación distribuida⁵⁴ o la topología de Red, más o menos fija por cuestiones estructurales (topología, protecciones) y de operación ante contingencias.

Como se explicó en la Fig. 4, la estrategia para el desarrollo de una Smart Grid puede resumirse en la armonización del mundo eléctrico actual, el de las comunicaciones y todos los sistemas de información ya existentes en el negocio eléctrico.

⁵³ Nuevos elementos inteligentes instalados en la red. Ver Anexo 1.

⁵⁴ Mayoritariamente fotovoltaica y eólica.

Capítulo 4

Metodología para establecer una Smart Grid.

4 Metodología para establecer una Smart Grid.

Una vez analizadas todas las tecnologías existentes ya desarrolladas para la mejora de la operación y gestión de la red eléctrica se profundizará en este capítulo en el caso práctico realizado en la ciudad de Málaga para poder terminar definiendo la metodología a utilizar.

Se van a analizar la instalación de todas estas tecnologías o pasos a seguir para establecer una Smart Grid:

1. Inventariado de la red y estudio de históricos de consumo. Análisis de la capacidad excedente en la red.
2. Implantación de tecnologías de telegestión a gran escala.
3. Despliegue de redes de Comunicaciones
4. Automatización avanzada de la red.
5. Integración de la generación distribuida y almacenamiento distribuido:
6. Instalación de sistemas de gestión activa de la demanda.
7. Implantación de tecnologías de control de las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico.
8. Desarrollo de nuevos Sistemas.

4.1 Aplicación de la metodología a un caso real.

4.1.1 Inventariado de la red y estudio de históricos de consumo.

En el caso concreto que se va a analizar, éste es un proyecto desarrollado sobre la red eléctrica de media y baja tensión de la zona oeste de la ciudad de Málaga, propiedad de Endesa. Se trata de un proyecto basado en la modernización y la optimización de la red de distribución eléctrica actual.

Esta es una experiencia en la que no se construyen nuevas redes, sino que se añaden e integran elementos, comunicaciones y sistemas para mejorar la gestión de la infraestructura eléctrica y optimizar su uso, acercándonos al concepto de Smart Grid, con los beneficios que ello implica.

El objeto inicial en este primer paso es componer una visión lo más exacta posible de la situación inicial de la red eléctrica en esta zona sobre la que se va a trabajar hacia la Smart Grid.

La zona de la ciudad de Málaga donde se desarrolla el proyecto tiene una población de alrededor de 50.000 habitantes, o dicho de otra forma, cuenta con 11.000 clientes domésticos, 900 de servicios y 300 industriales. Por lo tanto, se trata de un proyecto realizado en unas condiciones completamente reales, con las ventajas y desventajas que ello conlleva, pero con toda seguridad es un proyecto con resultados reales. *Smartcity Málaga es un verdadero living lab*⁵⁵.

La estructura de la red incluida en el proyecto consta de dos Subestaciones Eléctricas AT/MT (66/20 kV): Polígono y San Sebastián. Polígono también tiene AT, 220kV, pero sólo se trabaja en MT y BT en este proyecto. La red de AT ya tiene bastante inteligencia instalada y no es el objetivo de la presente tesis (ver Fig.20).

⁵⁵ Un living lab es un laboratorio real, en el caso de Smartcity Málaga es un laboratorio sobre la red actual de media y baja tensión.



Fig. 20. Red de distribución MT de Smartcity Málaga.

En la subestación Polígono se encuentra conectado un grupo de cogeneración (10MW) emplazado en la EDAR⁵⁶ del Guadalhorce, el principal nodo generador de energía eléctrica de la zona. Por otra parte, de la subestación San Sebastián parten más de una decena de líneas de MT que distribuyen la energía eléctrica en la mayor parte de la zona del Proyecto. Sobre cinco de estas líneas, (Pacífico, Tabacalera, Industrial, Panificadora y Pato-2), se centran los trabajos de automatización y comunicación de la red, sumando un total de 72 Centros de Distribución MT/BT⁵⁷ y 40 km de líneas de MT de 20 kV (ver Fig.21).

A estos 72 CDs⁵⁸ se deben sumar cerca de una decena de ellos que, si bien no se encuentran conectados a las cinco líneas mencionadas, dan servicio a elementos, instalaciones o agentes integrados en la Smart Grid considerada en el área de trabajo, como es el caso de los emplazados en el Palacio de Ferias o la EDAR, por lo que también forman parte del alcance del proyecto.

⁵⁶ Estación Depuradora de Aguas Residuales.

⁵⁷ 20kV/400V.

⁵⁸ Centros de Distribución.

En la siguiente tabla se visualiza una comparativa de las características de las líneas incluidas en el proyecto Smartcity Málaga.

Subest.	KV	Línea	Tipo Mercado	Long (km) Subterránea	Nº CCDD	Nº Trafos	Pot.Inst. MT/BT (kVA)	Clientes (Nº)
POLIGONO	20	PATO-2	UR	11,661	17	24	14.110	2.848
S_SEBAST	20	INDUSTRIAL	UR	2,777	8	8	4.180	1.140
S_SEBAST	20	PACIFICO	UR	5,423	19	19	11.970	3.329
S_SEBAST	20	PANIFICAD	UR	3,570	11	13	8.400	6.608
S_SEBAST	20	TABACALERA	UR	8,889	14	16	8.640	3.605
TOTAL				32,32	69	80	52.902	17.530

Tabla 1. Datos de las líneas de MT (20 KV) de Smartcity Málaga en 2014.

Respecto a la generación renovable de energía, la zona seleccionada para el proyecto contaba originalmente con los siguientes DER⁵⁹, sumando un total de algo más de 13 MW de potencia instalada:

- Una central de cogeneración de gas natural, situada en la EDAR del Guadalhorce, de 10 MW de potencia.
- Una unidad de trigeneración, de 2.74 MW, en las dependencias de la Diputación de Málaga.
- Diversas instalaciones solares fotovoltaicas, repartidas por el Palacio de Ferias y Congresos y otros edificios públicos como colegios, complejos de oficinas o un hotel, entre otros con una potencia que asciende en torno a 300 kW.

⁵⁹ Distributed Energy Resources

En relación a los niveles de calidad de servicio de la zona se encuentran todos por debajo del límite legal definido, es decir, TIEPI zona menor de 1,5 h.

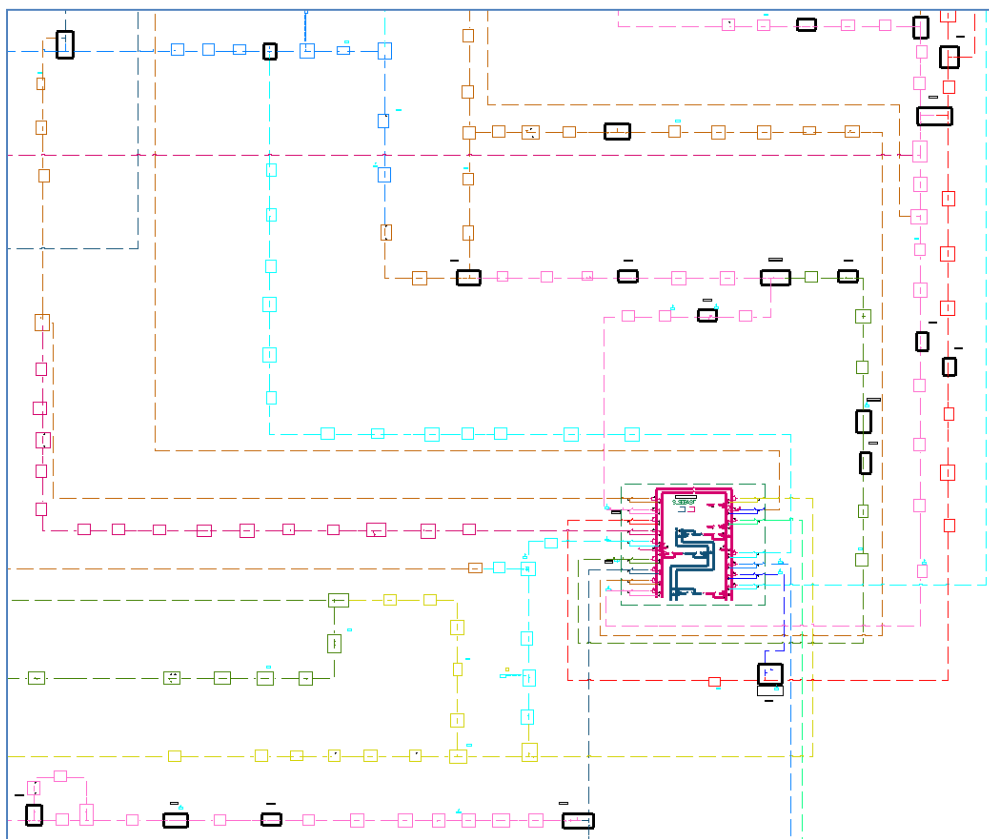


Fig. 21 Smartcity Málaga, esquema de red.

Cálculo de la capacidad excedente en la red.

Una vez analizada físicamente la red se propone hacer el análisis de la capacidad excedente existente que nos permitirá, gracias a la instalación de tecnologías de Smart Grid, optimizar el uso de la red.

Como se dijo anteriormente, el objetivo es optimizar la capacidad de las redes actuales ya instaladas gracias a la implantación de tecnologías de Smart Grid y conseguir un aplanamiento de la curva de la demanda.

La red actual tiene una capacidad infrautilizada que podría ser usada para otros nuevos usuarios de la red.

Puesto que las curvas de consumo tienen puntas muy pronunciadas el máximo de la capacidad de la red se usa poco tiempo al año. Si se aplanan las curvas trasladando las puntas de consumo a las horas valle se obtiene más capacidad libre en la red. El cálculo de la capacidad excedente de la red, que se podrá utilizar para otros usos, se hace calculando el aplanamiento de la curva de consumo actual.

Se han analizado todas las curvas de consumo anuales del 2014 de Málaga capital (un total de 1.007.400 medidas horarias) para calcular la capacidad que se obtendría ya instalada en la red si se aplanase la curva de la demanda con todas las tecnologías de Smart Grids planteadas en la metodología.

La capacidad excedente que se calcula que existe en la red es la que permitirá integrar más consumidores o usuarios de todo tipo: GD⁶⁰, almacenamiento, vehículo eléctrico, prosumers, autoconsumidores, VPPs, entre otros.

Además, de la capacidad excedente, se reserva una capacidad en la red para posibles necesidades de apoyo entre líneas de media tensión e infraestructura de las subestaciones ante casos de contingencias de cualquier tipo.

Como ejemplo del cálculo realizado para todas las subestaciones de Málaga procedo a explicar a continuación el trabajo hecho para una sola subestación: Centro 66/20kV. En el Anexo 4 están calculadas todas las subestaciones de la capital.

A partir del software denominado Historic, se han extraído todas las medidas diarias y horarias de las distintas líneas de media tensión que alimentan la capital, lo que supone un total de 8.760 medidas al año por cada Línea de MT. Gracias a ellas se obtendrán las curvas monótonas del consumo anual, en el año 2014, para cada línea de las distintas subestaciones de Málaga Capital. Estas curvas han sido depuradas una a una, eliminando medidas erróneas o medidas puntuales fuera de rango debidas a contingencias.

Es importante destacar que, para continuar el estudio de la capacidad excedente en la red, se establecerán dos hipótesis sobre cómo debería consumirse la carga por los usuarios de una

⁶⁰ Generación Distribuida

forma más homogénea, para optimizar el uso de la red y evitar las grandes puntas de consumo que actualmente se producen.

- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana, Fig.22.

Representa el caso ideal, en el cual la carga es completamente plana a lo largo de todo el año. Una vez obtenida la curva monótona de consumo para cada línea de la subestación, se deberá obtener en primer lugar la intensidad media (I_{media}) de las distintas líneas y a continuación determinar la capacidad máxima excedente en cada una de ellas, fruto de la diferencia entre la intensidad máxima de operación de línea ($I_{max\text{ operación}}$) y la intensidad media.

Además, se determinará la capacidad media de apoyo que cualquier línea de Media Tensión debe tener para poder apoyar a las que cierran con ella, en caso de contingencia en la red, gracias al conjunto de intensidades máximas históricas en el año 2014. Una vez obtenidas, sólo quedará obtener la capacidad destinada a nuevos usos, resultado de la diferencia entre la capacidad excedente y la capacidad media de apoyo.

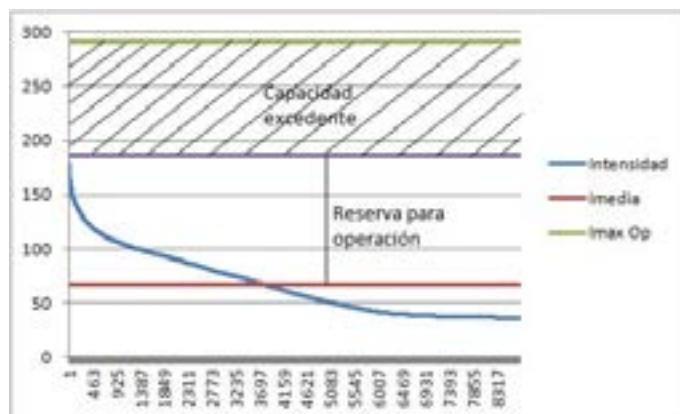


Fig. 22. Representación gráfica de la capacidad excedente (destinada a nuevos usos) en una línea de Media Tensión suponiendo carga lineal completamente plana.

- Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente constante igual a la pendiente media actual, Fig.23.

Esta curva de consumo lineal se correspondería a la solución buscada objetivo que permitiría la optimización de la red.

Una vez obtenida la curva monótona de consumo para las distintas líneas de la subestación, se deberá calcular la pendiente media de dicha curva. Para ello se llevará a cabo una aproximación lineal, gracias a la cual se obtendrá la pendiente media y con ella la intensidad máxima de aplanamiento de la curva ($I_{max\ pend.media}$).

A continuación se determinará la capacidad máxima excedente en las líneas, resultado de la diferencia entre la intensidad máxima de operación de línea ($I_{max\ operación}$) y la intensidad máxima de la pendiente media.

Además, se obtendrá la capacidad media de apoyo gracias al conjunto de intensidades máximas históricas en el año 2014 y para terminar, sólo quedará obtener la capacidad destinada a nuevos usos gracias a la implantación de tecnologías de Smart Grid, que equivale a la diferencia entre la capacidad excedente y la capacidad media de apoyo de reserva.

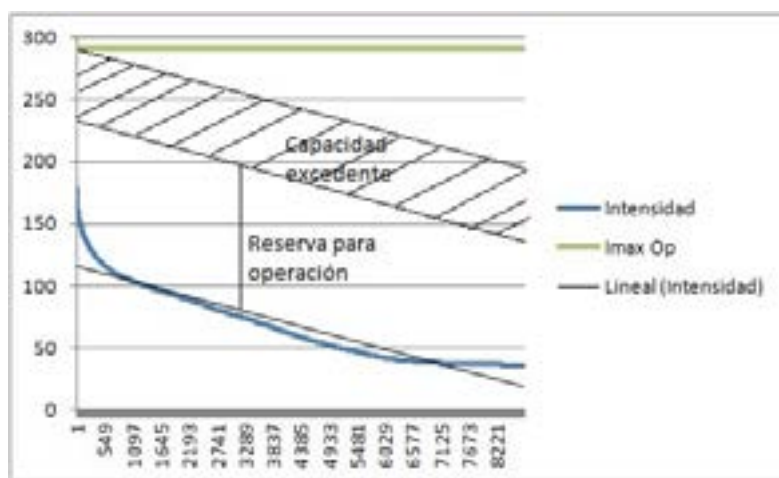


Fig. 23. Representación gráfica de la capacidad excedente (destinada a Smart Grid) en una línea de Media Tensión suponiendo carga lineal con pendiente.

Se detalla a continuación los diferentes términos que aparecen en el proceso de obtención de la capacidad excedente en la red:

- *Imax operación*: Es la intensidad máxima a la cual la línea puede trabajar, límite del Centro de Control de Red.

- *I_{max} histórica*: Se corresponde al valor de intensidad máxima suministrado por la línea durante el periodo anual estudiado.
- *I_{media}*: Valor medio de la intensidad de la línea a lo largo del año.
- *I_{max} pendiente media*: Determina la intensidad máxima que suministraría la línea en caso de aproximación lineal de la curva monótona de carga.
- *Capacidad excedente*: Capacidad adicional que podría ser satisfecha por una línea atendiendo a la *I_{max} operación* que puede circular por ella.
- *Capacidad media de apoyo*: Capacidad que cualquier línea debe tener para poder apoyar a las que cierran con ella en caso de contingencia en la red.
- *Capacidad final*: es la destinada a nuevos usuarios gracias a la implantación de tecnologías de Smart Grids. Es la capacidad que realmente se dispone para la integración de generación distribuida, almacenamiento y vehículo eléctrico, autoconsumidores, entre otros.

Se han analizado todas las líneas de MT de la ciudad de Málaga, todas las líneas de cada subestación AT/MT de la capital, son todas de 20kV.

El inventario es el siguiente:

Subestación	Tensión (KV)	Nº S/L	Nº Centros Distribución	Nº clientes
Centro	66/20	8	105	26 225
Ciudad Jardín	66/20	13	189	39889
Miraflores	66/20	8	127	18516
Montes	66/20	7	185	20161
Perchel	66/20	12	127	15985
Polígono	66/20	14	229	18448
Ramos	66/20	10	180	27214
San Sebastián	66/20	15	173	42951
Secundaria	66/20	19	170	54723
San Rafael	66/20	9	86	14860

Tabla 2. Características principales de las subestaciones de Málaga Capital.

Los resultados obtenidos del estudio para todas las subestaciones AT/MT de Málaga capital son los siguientes:

Subestación	Capacidad Media Subestación destinada a Smart Grid	
	Hipótesis 1: carga lineal completamente plana	Hipótesis 2: carga lineal con pendiente media
Centro	27,04%	18,11%
Ciudad Jardín	47,52%	38,57%
Miraflores	46,22%	37,14%
Montes	48,80%	40,70%
Perchel	38,60%	29,01%
Polígono	46,68%	37,62%
Ramos	26,53%	17,94%
San Sebastián	43,00%	33,07%
Secundaria	43,10%	35,43%
San Rafael	44,95%	34,40%
Capacidad media excedente de la red de Málaga Capital	45,83%	35,78%

- 1.- Si la curva de consumo fuese plana de pendiente cero la capacidad existente en la red de Málaga capital sería de 45,83 %.
- 2.- Si la curva de consumo fuese plana de pendiente igual a la pendiente media la capacidad sería de 35,78 %.

Las monótonas anuales de cada una de las líneas se encuentran en el Anexo 4. Se han analizado 10 subestaciones con un total de 115 líneas de media tensión de Málaga capital.

Con esa capacidad excedente de la red se ha calculado para Málaga capital, usando el crecimiento de los últimos años y la previsión de crecimiento a los años futuros, lo siguiente:

- Caben 351,9 MW más de generación distribuida conectada en MT y BT o carga del vehículo eléctrico si la demanda fuese completamente plana.

- Visto desde la segunda hipótesis, con demanda lineal con pendiente media se podrían introducir 278,8 MW de infraestructura de recarga para el vehículo eléctrico, nuevos usuarios o generación distribuida.

Caso Subestación CENTRO

Se explica en este apartado como se ha realizado el cálculo de esta capacidad excedente en la red para la subestaciones de Málaga capital usando una única subestación ejemplo.

La subestación denominada Centro corresponde a una subestación de 66/20 KV situada en c/ Wad Ras con código postal 29008, en Málaga Capital, con 8 salidas de línea de 20 KV. Las principales características de dicha subestación se recogen en la siguiente tabla:

Subestación	Tensión	Nº S/L	Nº Centros Distribución	Nº clientes
Centro	66/20 KV	8	105	26 225

Tabla 3. Características principales de la subestación Centro de Málaga Capital.

Tal y como se puede observar a continuación, su esquema ortogonal, Fig.24, y su representación cartográfica, Fig.25 y 26, son:

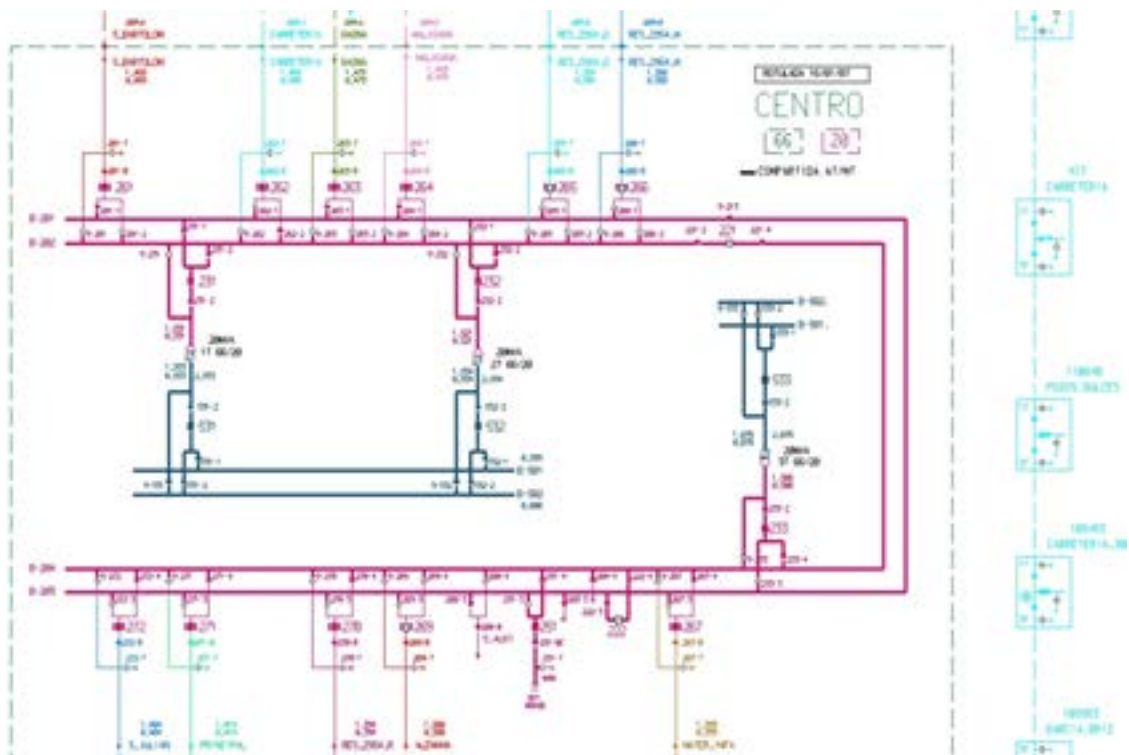


Fig. 24. Esquema ortogonal de la subestación Centro de Málaga Capital.



Fig. 25. Cartografía de la subestación Centro sobre callejero.



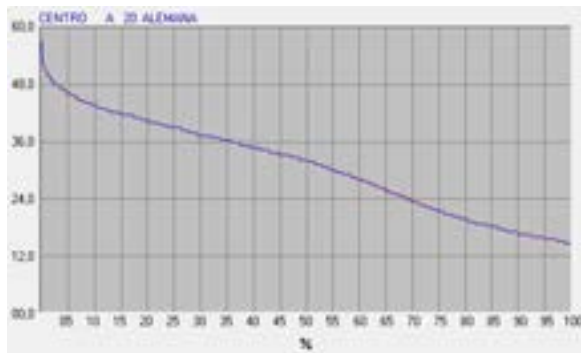
Fig. 26 Cartografía de la subestación Centro de Málaga Capital.

Además, se presentan las distintas líneas que componen esta subestación y sus respectivas características más significativas:

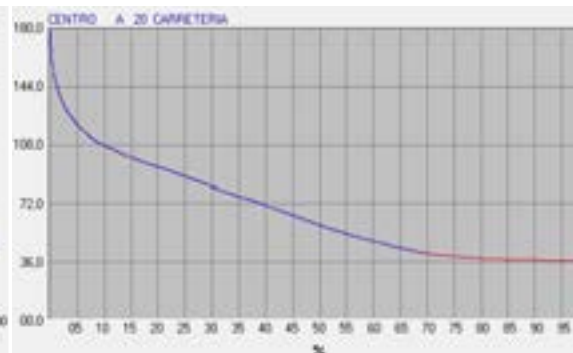
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Pot. Inst. MT/BT (kVA)	Pot.Cont. (KW)	Nº Clientes
Alemana	1,636 (Sub)	9	10	4450	9598,6	2106
Carretería	3,223 (Sub)	17	17	13350	18933,9	2874
Gaona	5,119 (Sub)	22	23	12920	25660	5310
Malasana	5,307 (Sub)	20	21	9570	31233,5	7637
Mater_Infa	1,370 (Sub)	2	4	1000	4046,4	565
Principal	4,237 (Sub)	20	25	10580	23572,9	3324
S_Bartolom	0,925 (Sub)	3	3	1660	5516,5	1333
S_Julian	2,468 (Sub)	12	15	9330	18846,1	3076

Tabla 4 Datos de las líneas pertenecientes a la subestación Centro.

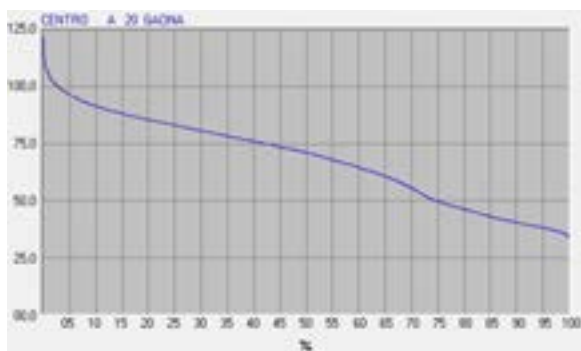
Análisis de carga subestación Centro 2014. A continuación se presenta el estudio de carga del conjunto de líneas de la subestación Centro para el año 2014. Se presentarán en un primer lugar las curvas monótonas anuales de consumo para cada una de ellas y se realizarán a continuación los cálculos correspondientes.



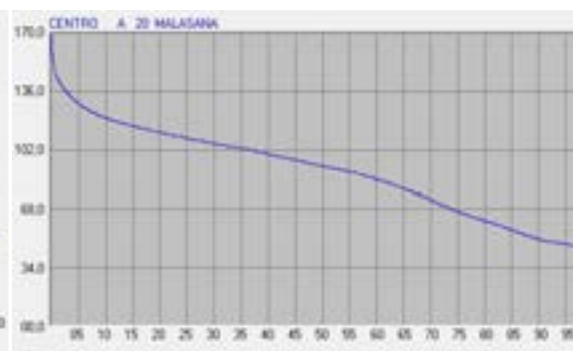
Línea Alemana



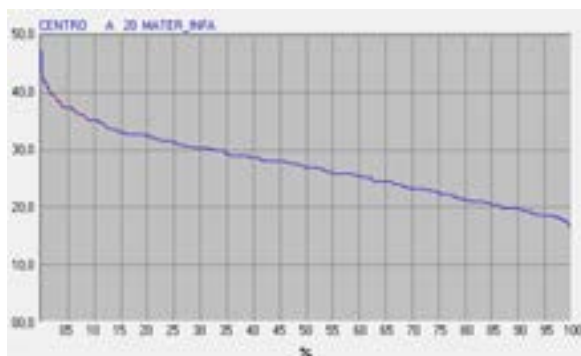
Línea Carretería



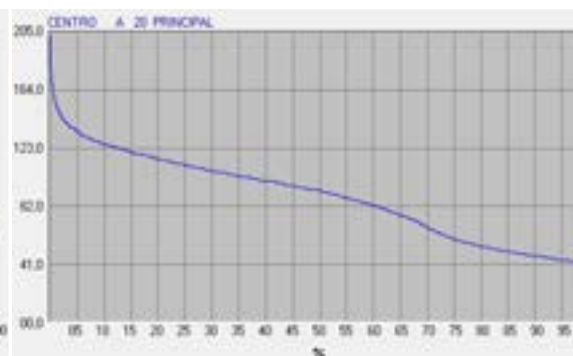
Línea Gaona



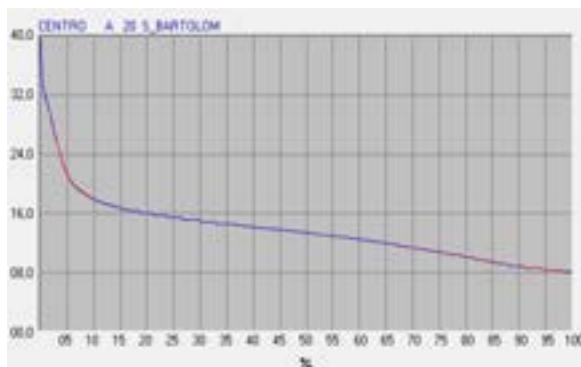
Línea Malasaña



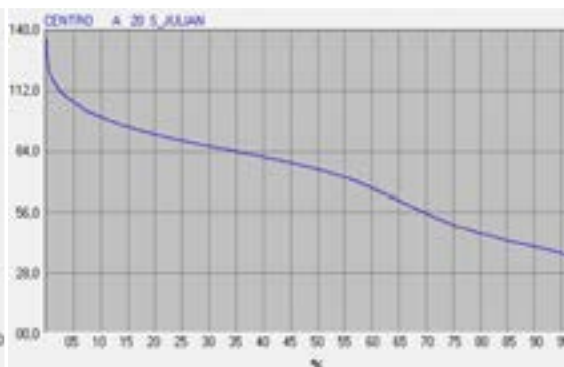
Línea Mater_Infa



Línea Principal



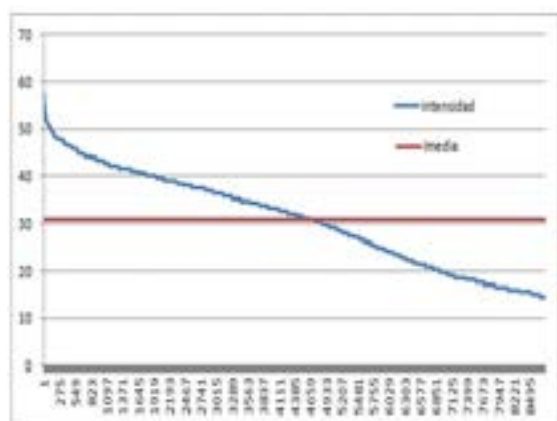
Línea S_Bartolom



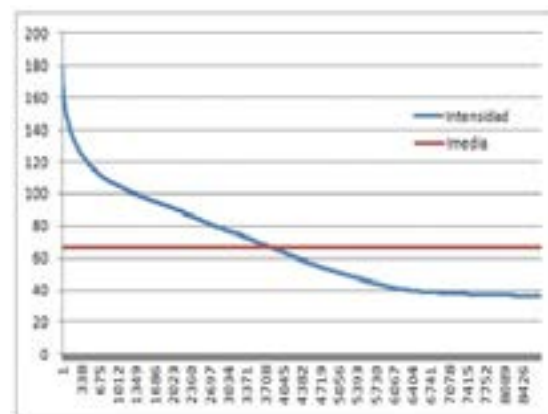
Línea S_Julián

- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.

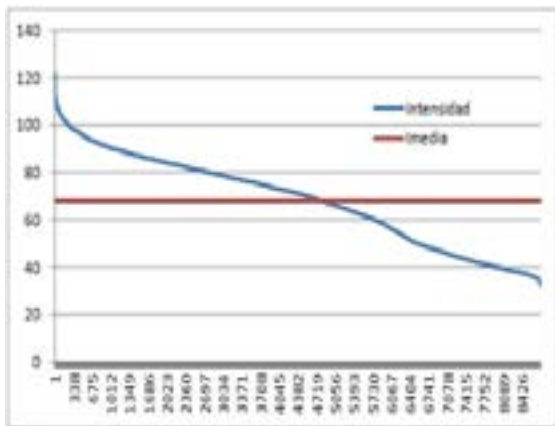
Las respectivas curvas monótonas anuales medias y planas para las distintas líneas de la subestación Centro de Málaga Capital en el año 2014 son las siguientes:



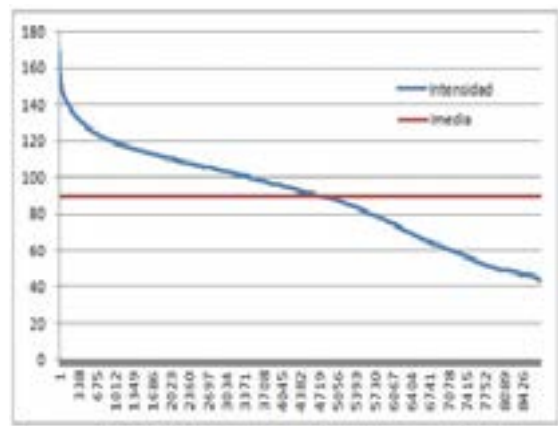
Línea Alemana



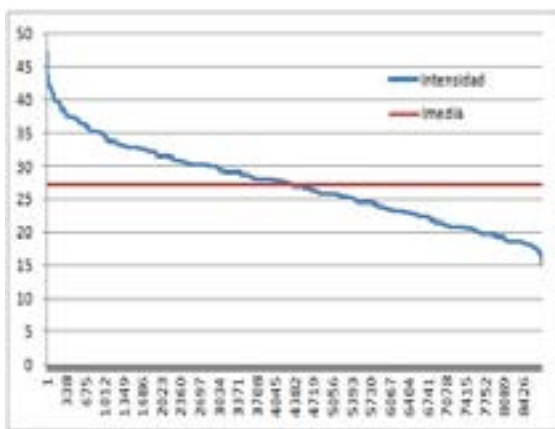
Línea Carretería



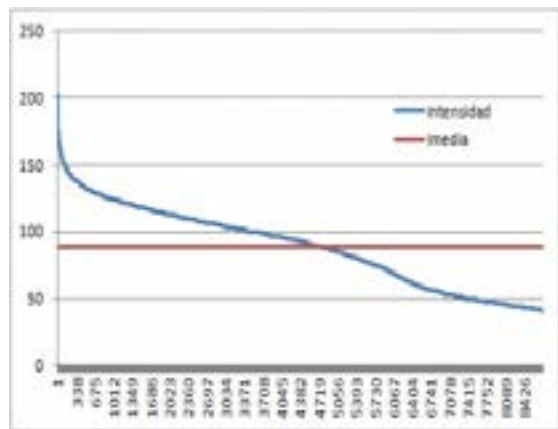
Línea Gaona



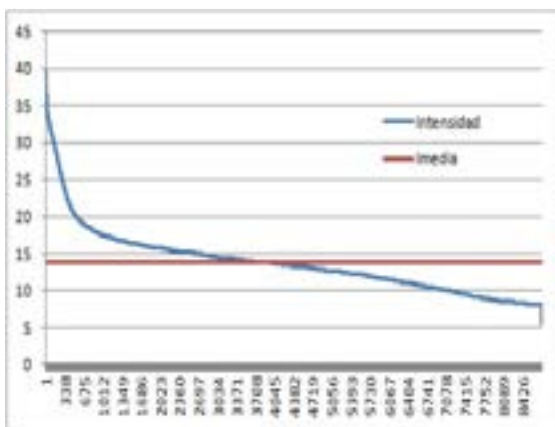
Línea Malasana



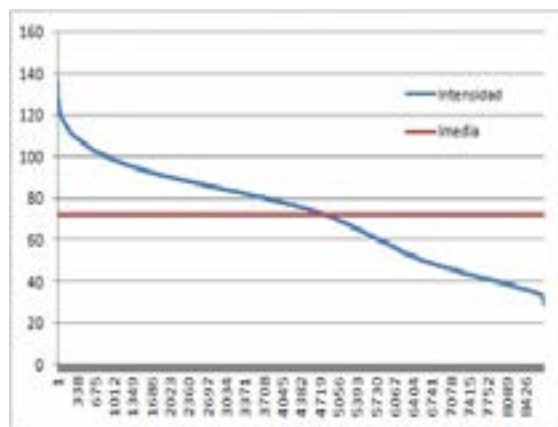
Línea Mater_Infa



Línea Principal



Línea S_Bartolom



Línea S_Julian

Por último falta recoger los datos más relevantes siguiendo los pasos detallados previamente en la introducción a este capítulo, para así obtener la capacidad excedente de cada línea y por consiguiente la capacidad media de la subestación Centro, suponiendo la hipótesis de carga lineal completamente plana a lo largo del año, que será reutilizada para nuevos usuarios gracias a la implantación de Smart Grids.

Líneas	Imax operación(A)	Imax histórica (A)	Imedia (A)	Cap. excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Alemana	291	57,3	30,9158276	260,0841724	140,9216724	48,43%
Carretería	291	179,1	66,6928413	224,3071587	105,1446587	36,13%
Gaona	221	121,6	68,1447443	152,8552557	33,6927557	15,25%
Malasaña	222	169,2	89,5182877	132,4817123	13,3192123	6,00%
Mater_Infa	222	47,3	27,2197785	194,7802215	75,6177215	34,06%
Principal	222	202,9	88,6681861	133,3318139	14,1693139	6,38%
S_Bartolom	221	39,7	13,7467363	207,2532637	88,0907637	39,86%
S_Julian	274	136,2	71,9859932	202,0140068	82,8515068	30,24%
Capacidad media Apoyo (A)		119,1625		Capacidad Media SubEstación destinada SG		27,04%

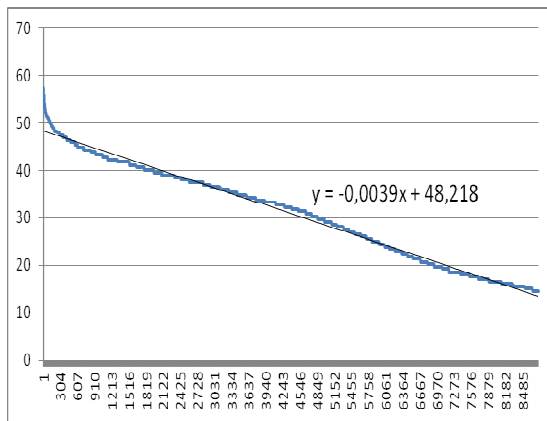
Tabla 5. Obtención de la capacidad media excedente de la subestación Centro para la hipótesis de carga lineal completamente plana.

¿Qué representa ese valor de capacidad media obtenida?

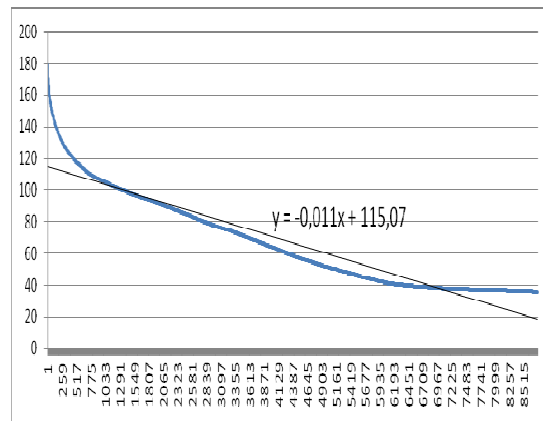
El porcentaje de 27,04% corresponde al total de capacidad media de la subestación estudiada, Centro, que se dispondría en el caso ideal, para la integración de generación distribuida renovable, almacenamiento y vehículo eléctrico.

- Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente media.

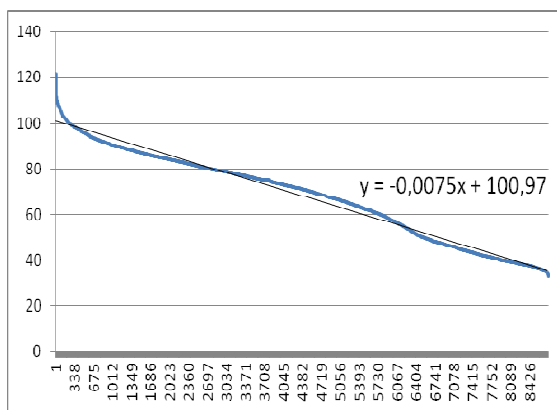
Las distintas líneas de la subestación Centro presentan las siguientes curvas monótonas anuales en el año 2014. La aproximación a la pendiente media sería:



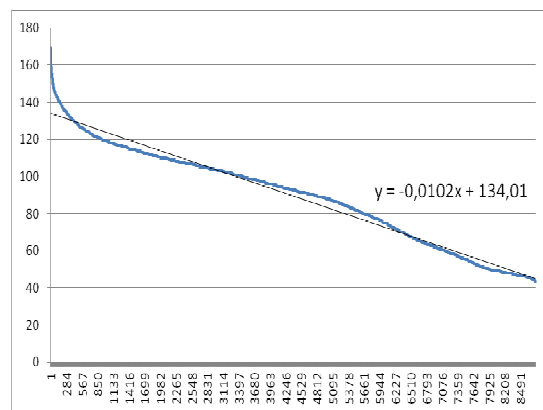
Línea Alemana



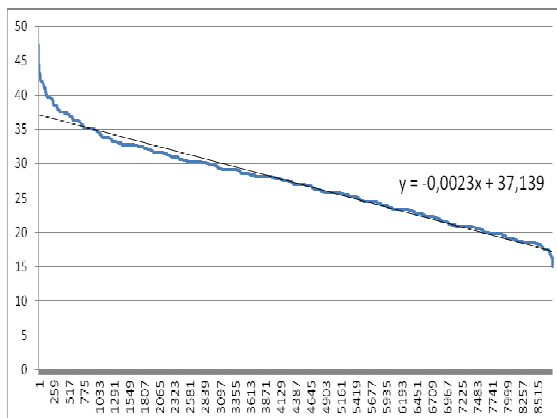
Línea Carretería



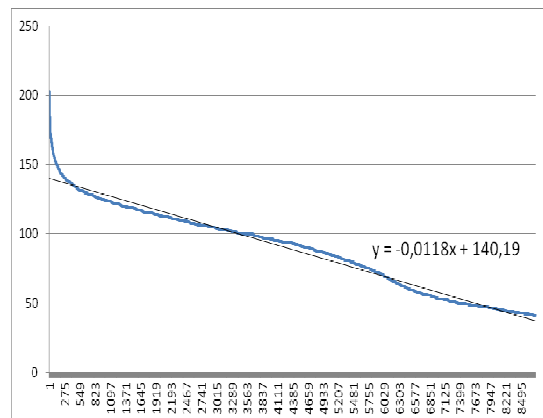
Línea Gaona



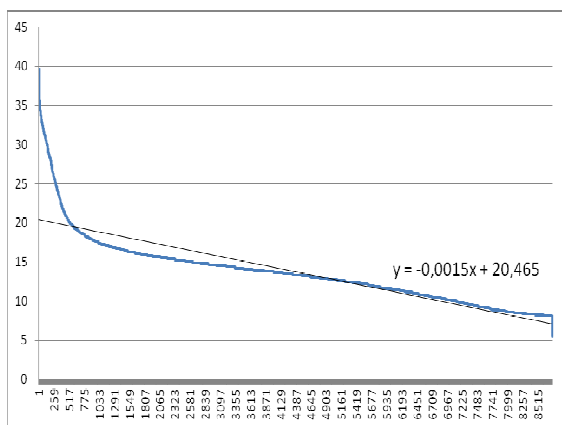
Línea Malasana



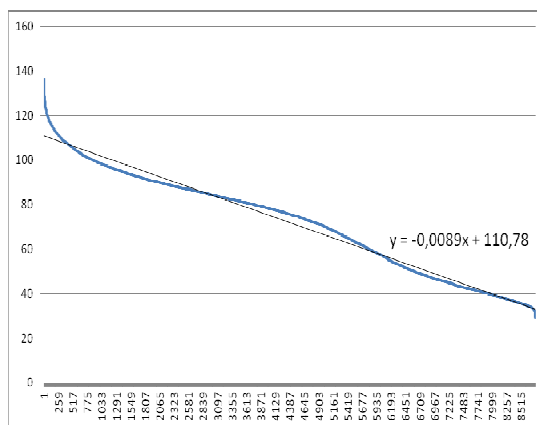
Línea Mater_Infa



Línea Principal



Línea S_Bartolom



Línea S_Julian

A continuación se recogen en una tabla los valores más significativos y relevantes, que permitirán obtener la capacidad excedente de cada línea y por último la capacidad media de la subestación Centro, que será reutilizada para desarrollar otros servicios gracias a la red inteligente.

Líneas	Imax operación(A)	Imax histórica (A)	Imax pend.media (A)	Cap. excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Alemana	291	57,3	48,218	242,782	123,6195	42,48%
Carretería	291	179,1	115,07	175,93	56,7675	19,51%
Gaona	221	121,6	100,97	120,03	0,8675	0,39%
Malasaña	222	169,2	134,01	87,99	0	0,00%
Mater_Infa	222	47,3	37,139	184,861	65,6985	29,59%
Principal	222	202,9	140,19	81,81	0	0,00%
S_Bartolom	221	39,7	20,465	200,535	81,3725	36,82%
S_Julian	274	136,2	110,78	163,22	44,0575	16,08%
Capacidad media Apoyo (A)		119,1625		Capacidad Media SubEstación destinada SG		18,11%

Tabla 6. Obtención de la capacidad media excedente de la subestación Centro para la hipótesis de carga lineal con pendiente.

Se obtiene un total de 18,11% de capacidad media en la subestación Centro, según la hipótesis de carga lineal con pendiente, para el desarrollo de nuevos usos gracias a la red inteligente: integración del vehículo eléctrico, generación distribuida renovable, almacenamiento, autoconsumidores, Virtual Power Plants, entre otros.

Para resumir y como conclusión del estudio de la capacidad excedente en la subestación Centro de Málaga Capital, según la primera hipótesis, suponiendo que la carga lineal es completamente plana a lo largo del año 2014, se dispondría de una excedencia del 27,04% de capacidad para la integración y desarrollo del vehículo eléctrico y distintas energías renovables, siempre que se instale inteligencia en la red; mientras que partiendo de la segunda hipótesis, donde la carga es lineal con pendiente media, sólo se dispone de un 18,11%.

Esto quiere decir que si se instalan en la red actual tecnologías que permitan aplanar la curva se puede obtener una capacidad existente en la red que nos permitirá integrar mucha más generación renovable y nuevos usuarios como vehículos eléctricos. En el caso concreto de las subestaciones estudiadas en Málaga capital esta capacidad correspondería en MT a un valor de 278,8 MW en el caso de la hipótesis 2.

4.1.2 Telegestión.

El sistema de telegestión que Endesa comenzó a instalar en los meses de verano del año 2010 en Málaga⁶¹, y que posteriormente se ha instalado en toda España, tiene todas estas múltiples ventajas:

- La lectura del consumo se realiza a distancia.
- La facturación se realiza sobre lecturas reales, evitando así las facturas estimadas.
- Las operaciones relacionadas con el suministro⁶² se realizan de forma remota.
- Ejecución de las operaciones remotas en menos de 24 horas en la mayoría de los casos.
- Mayor rapidez en la detección e identificación de incidencias.
- Mejor información sobre el consumo de energía, lo que favorecerá el ahorro y la eficiencia.

Los nuevos contadores, más útiles y complejos que los previos, nos facilitan una mayor información. Los nuevos contadores son:

- Más inteligentes: facilitan la lectura del consumo y las operaciones a distancia.
- Más flexibles: permiten adaptar las tarifas contratadas a los hábitos de consumo.
- Más eficientes: aportan información sobre el consumo, facilitando el ahorro y el uso responsable de la energía.

El innovador sistema de telegestión que se decidió instalar en la ciudad utiliza la tecnología de comunicaciones llamada *Meters & More*.⁶³ Es además abierta, interoperable, en proceso de estandarización a nivel europeo y ha sido puesta a disposición de todas las empresas del sector a través de la asociación sin ánimo de lucro, situada en Bruselas, que lleva el mismo nombre, *Meters & More*.⁶⁴

⁶¹ Los clientes telegestionados en Málaga fueron los primeros de España con esta tecnología.

⁶² Dar de alta, baja, modificación de potencia o cambios de tarifa,.

⁶³ Esta novedosa tecnología desarrollada por Enel y Endesa está ya en operación en millones de clientes en Italia y España,

⁶⁴ Meters & More es una asociación internacional sin ánimo de lucro que mantiene y promueve el protocolo de comunicación utilizado por el contador inteligente que está instalando Endesa.

Este protocolo de nueva generación se basa en la experiencia de telegestión de Enel, y permite la comunicación bidireccional de datos entre los telecontadores y los sistemas centrales de facturación de la empresa distribuidora de la zona en cuestión [69] [70] [71].

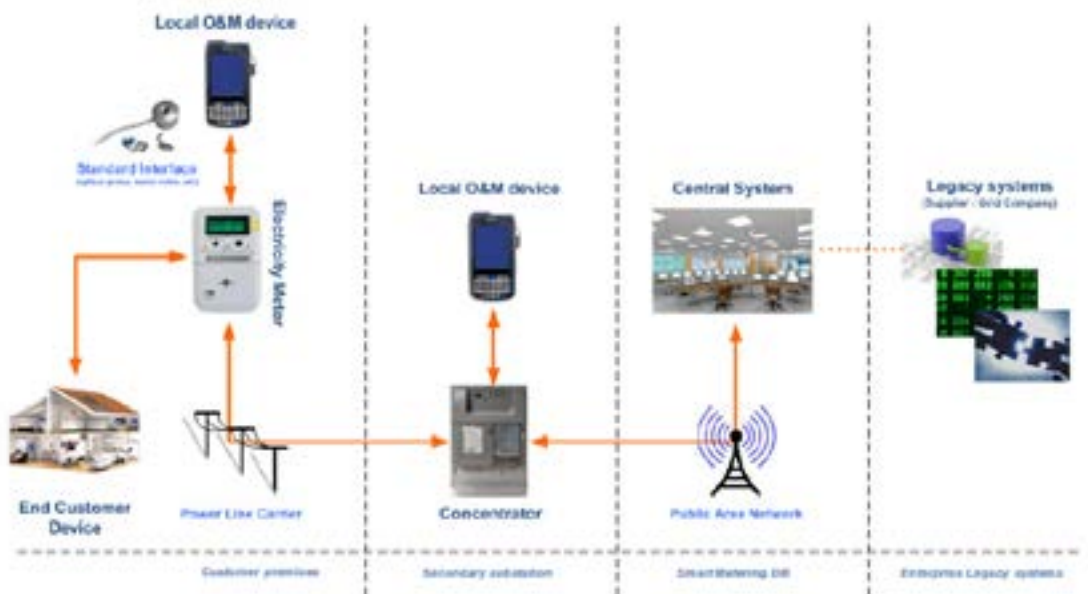


Fig. 27. Arquitectura general de la solución Meters and More de Telegestión y Telemedida

Por lo general, la arquitectura del sistema *Meters and More* está compuesta por los siguientes elementos:

- Un Sistema Central (*Central System*) que gestiona la totalidad de la red de *smart metering*.
- Concentradores de Datos (*Data Concentrators*) que recogen los datos entregados por los *Smart Meters*.
- *Smart Meters*, los dispositivos de medida.
- Dispositivos O&M locales para la gestión local de los *Smart Meters*.

Además, Meters and More está trabajando en una nueva interfaz que conecta los *Smart Meters* con un dispositivo para el cliente final⁶⁵.

⁶⁵ *End Customer Device*

La arquitectura de *Meters and More*, sus funcionalidades y requerimientos cumplen todos los requisitos definidos por el *SMCG*⁶⁶.

Las principales características que han guiado el desarrollo de la tecnología *Meters and More* son la eficiencia, la robustez y la seguridad de las comunicaciones. Todas ellas están aseguradas por las siguientes funcionalidades:

- Intercambio de mensajes cortos, optimizado para banda estrecha (*Powerline Communications PLCs*) y comunicaciones inalámbricas.
- Uso de modulación BPSK que permite a las comunicaciones alcanzar un ratio codificado de 4800 bps.
- Solución robusta idónea para la implementación económica, bajo consumo y alto alcance.
- Optimización de las vías de comunicación.
- Soporte para un nivel más alto de encriptación y autenticación.
- Configuración automática de la red y de la gestión.
- Gestión de la retransmisión.

Los sistemas de *Meters and More* cubren la totalidad del protocolo, desde la zona física hasta la zona de aplicación y es capaz de trabajar con PLCs y enlaces ópticos locales.

En la asociación participan empresas de relieve que operan en los sectores de la distribución eléctrica, las tecnologías de la información y comunicación, la producción de componentes y aparatos electrónicos y en la validación y certificación de estos aparatos.

El proyecto *Open Meter*⁶⁷, ha identificado el protocolo *Meters & More* como un potencial estándar de referencia en Europa para las infraestructuras de contadores inteligentes y redes inteligentes.

La Tecnología de telegestión desarrollada e implantada en Málaga es la más difundida en el mundo. Endesa, que está ya implantando los contadores inteligentes de forma masiva en todo su territorio, y Enel, que desde el año 2006 tiene ya más del 99% de telecontadores en Italia, han liderado la telegestión a nivel europeo adelantándose a los plazos establecidos por las

⁶⁶ *European OPEN Meter Project and Smart Meters Co-ordination Group*

⁶⁷ Impulsado por la Comisión Europea.

autoridades europeas para la difusión de los contadores inteligentes: al menos un 80% antes del 2020 (Figuras 28,29 y 30).La situación actual es la siguiente:

- 33 millones instalados en Italia por Enel desde 2001, inversión de 2.100 millones de euros.
- 13 millones de contadores de nueva generación, en fase de instalación a todos los clientes de Endesa en España. Actualmente ya hay desplegados más de cinco millones.
- Está en proceso de análisis su aplicación en diferentes países latinoamericanos, como en Brasil y Chile.
- 4 millones de telecontadores suministrados a otras empresas distribuidoras en Italia.
- Más de 1 millón suministrados a otras empresas eléctricas europeas.
- En estudio y negociación la venta e instalación en distintos países de Asia.

La telegestión constituye la base tecnológica para la evolución hacia las redes inteligentes, facilitando el desarrollo de funcionalidades avanzadas como la automatización de la red, la integración de la generación distribuida y del vehículo eléctrico.

La implementación de aplicaciones permitirá obtener y visualizar valiosos datos, incluyendo curvas de energía activa, energía reactiva y potencias que posibilitan estudiar en detalle los hábitos de consumo de los usuarios, con el objetivo de identificar posibilidades para aumentar la eficiencia energética a nivel del cliente y de la red.



Fig. 28. Contador instalado por ENDESA en sus clientes Smartcity Málaga y de toda España.



Fig. 29. Detalle de la colocación de contadores por un operario.



Fig. 30. Concentrador instalado en los centros de transformación.

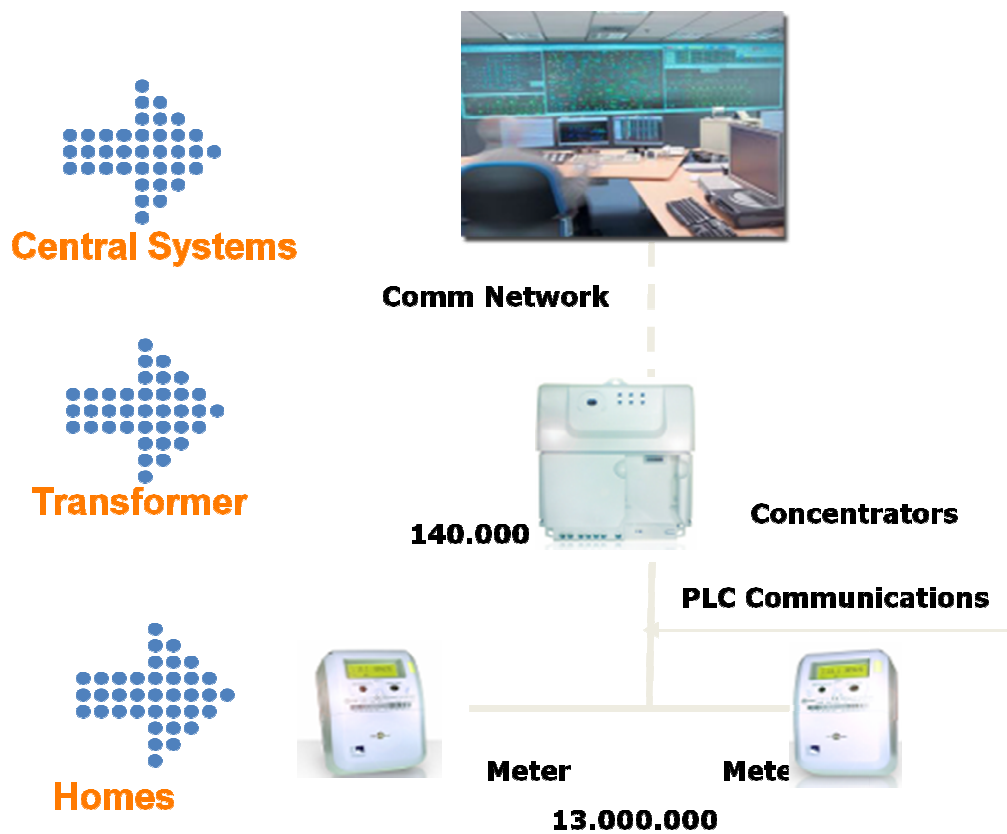


Fig. 31. Esquema de funcionamiento y comunicaciones.

Los contadores instalados en las viviendas se comunican por PLC usando el mismo cable de baja tensión con el concentrados instalado en el Centro de Transformación. El concentrador a su vez manda toda la información recibida de los clientes usando GPRS hasta el sistema central.



Fig. 32. Proyecto de Telegestión: Curva horaria de consumo de energía activa y reactiva.



Fig. 33. Proyecto de Telegestión: Curva diaria de consumo de energía activa y reactiva.



Fig. 34. Proyecto de Telegestión: Potencia máxima.

Toda la información que seremos capaces de recibir gracias a los contadores inteligentes nos permitirá poder tomar más decisiones en tiempo real, saber lo que está sucediendo con la energía en cada punto de suministro, poder desarrollar nuevos servicios y ofrecer al consumidor más posibilidades para gestionar su consumo de forma más óptima.

En las Fig.32, Fig.33, y Fig.34, se puede ver como el sistema recibe la información de variables tan interesantes de los clientes como son: curva horaria de consumo de energía activa y reactiva, curva diaria de consumo de energía activa y reactiva o la potencia máxima

La telegestión es la base para recibir información de los clientes de la Smart Grid. Es por ello que se puede afirmar que uno de los pilares fundamentales para conseguir la Smart Grid pasa por la instalación de un sistema de telegestión que nos permita obtener información en tiempo real sobre el consumo de energía y a la vez poder ofrecer al ciudadano nuevos servicios. Una vez se obtiene toda esta valiosa información del consumo exacto de los clientes es el momento de desarrollar nuevas ofertas tarifarias y mejores servicios. Se abre todo un mundo de posibilidades.

4.1.3 Comunicaciones.

A continuación se detalla la solución adoptada para la Smart Grid instalada en el proyecto Smartcity Málaga y todos los condicionantes y requerimientos tenidos en cuenta para ello.

Después de realizar todo el análisis del estado del arte se concluyó que no existe una única tecnología de comunicaciones que cumpla con todos los requisitos de una Smart Grid en todos los puntos potenciales que ésta abarca. Para optimizar la red en términos de coste, capacidad o prestaciones, se deben utilizar diferentes tecnologías de manera transparente para el usuario final, referidos en este caso a cada una de las aplicaciones que componen una Smart Grid.

Es apropiada la integración de tecnologías como el *Powerline Communications* (PLC⁶⁸), tanto de banda ancha y alta frecuencia (BPL⁶⁹) como de banda estrecha y baja frecuencia (N-PLC⁷⁰), el WiMAX⁷¹, y la red pública de telefonía móvil (3G/4G). Todo ello componiendo una arquitectura redundante en anillos para asegurar la fiabilidad de la red de comunicaciones, de manera que, en caso de fallo, saturación de los canales de comunicación, o cualquier otro tipo de incidencia, existan alternativas para conservar el control de la infraestructura de red y la integridad de los datos y dispositivos a gestionar.

Como se ha comentado anteriormente, la red de comunicaciones que se necesita implementar debe buscar el equilibrio de las siguientes propiedades o requisitos de la metodología SQRA:

- **Seguridad.** Comprende los estándares y requerimientos relacionados con la seguridad informática y la protección de datos. A tal efecto se propone segmentar la red de comunicaciones utilizando VLAN⁷² a nivel 2 y VRF⁷³ a nivel 3 con el fin de aislar completamente entre sí servicios que no deben tener visibilidad entre ellos.

⁶⁸ Power Line Communications.

⁶⁹ Broadband over Power Lines.

⁷⁰ The Number of Power Line Cycles indicates how long an input signal is integrated to obtain a single measurement

⁷¹ Worldwide Interoperability for Microwave Access.

⁷² Virtual Local Area Network [56] [57].

⁷³ Virtual Routing and Forwarding.

- **Calidad.** Es el conjunto de atributos de rendimiento típicos de cualquier sistema de comunicaciones. Esto implica gran ancho de banda, calidad de servicio y baja latencia. Con el fin de adaptarse a las exigencias de calidad, se utilizarán enlaces *Gigabit Ethernet*⁷⁴ en la capa de distribución, mientras que para la capa de acceso, se ha seleccionado una solución híbrida compuesta por BPL, WiMAX, y 3G/4G. El PLC de banda ancha es tecnología mayoritaria en el despliegue, y WiMAX y 3G/4G se han utilizado para lugares distantes o para tener caminos alternativos dentro de la capa de acceso. Las conexiones de operador se aseguran y protegen mediante el uso de túneles privados.
- **Fiabilidad.** El sistema y los dispositivos relacionados debe ser suficientemente resistentes. Para ello, todos los dispositivos en el sistema están fortalecidos para alcanzar los niveles requeridos de fiabilidad, especialmente en entornos tan duros como pueden ser subestaciones y centros de transformación. Se utilizarán fuentes de alimentación redundantes para los dispositivos de distribución en la red. Todas las fuentes de alimentación estarán respaldadas por sistemas de alimentación ininterrumpida con baterías. Adicionalmente, todos los dispositivos deben garantizar los niveles de aislamiento eléctrico necesario.
- **Disponibilidad.** Con el fin de adaptarse a los niveles requeridos de disponibilidad, se implementará redundancia en todas las partes de la red. En la red de distribución, se utilizará el protocolo de “routing” OSPF⁷⁵ que puede proporcionar los tiempos de recuperación requeridos, y en la red de acceso, la redundancia se logra mediante la construcción de anillos híbridos (BPL, 3G, WiMAX) [72] [73] [74].

Por todo lo anterior es por lo que la tecnología mayoritaria que se propone instalar en la red de comunicaciones es el BPL, con una estructura de 40 km de extensión, Fig.35, una solución de comunicaciones que hace uso de los conductores eléctricos existentes, optimizando el uso de los activos actuales de red, minimizando las necesidades de inversión y reduciendo la dependencia de operadores externos de comunicaciones. Además, es importante comentar la

⁷⁴ Gigabit Ethernet, también conocida como GigaE, es una ampliación del estándar Ethernet (concretamente la versión 802.3ab y 802.3z del IEEE) que consigue una capacidad de transmisión de 1 gigabit por segundo, correspondientes a unos 1000 megabits por segundo de rendimiento contra unos 100 de Fast Ethernet

⁷⁵ Open Shortest Path First. Protocolo de enrutamiento.

rapidez de instalación y despliegue al realizarse sobre la infraestructura propietaria y no necesitar de permisos especiales.

Diferentes modos de comunicación PLC son analizados en este laboratorio real, ajustándose a las condiciones del medio: ruido, atenuación, distancia entre nodos emisores y receptores, entre otros.

Las tecnologías inalámbricas utilizadas son también una opción competitiva y eficiente, tanto para dar redundancia a la red como para comunicar aquellos puntos no conectados eléctricamente con el grueso de la red Smartcity, de manera que instalaciones dispersas también pudieran ser incluidas en el alcance de la zona a comunicar.

Toda esta infraestructura de comunicaciones se debe integrar en la red troncal de la Distribuidora de FO⁷⁶ en el caso de Málaga (sobre la red AT, Fig.42), que permite la comunicación bidireccional y en tiempo real entre la zona del proyecto y los correspondientes Centros de Control y Sistemas y Bases de Datos del DSO.

La adaptabilidad entre tecnologías implementadas y la flexibilidad de la solución global de comunicaciones constituida son las premisas básicas de diseño, de manera que la Smart Grid tenga una configuración plug&play⁷⁷ que le permita integrar fácilmente cualquier nuevo elemento a ella conectado, y que no sea dependiente de las tecnologías de comunicaciones implantadas, sino que tenga posibilidad de mejora, reparación y evolución.

Los requerimientos y/o consideraciones contemplados para la confección del diseño físico de la red de Comunicaciones que se propuso para la media tensión son los siguientes:

- Proveer el máximo nivel de redundancia posible, reduciendo al mínimo el número de equipos a desplegar por CT⁷⁸, media/baja tensión (MT/BT).
- En la medida de lo posible se evitarán emplazamientos para los equipos WiMAX donde hubiese que gestionar permisos para colocar los equipos. Si fuera necesario tal emplazamiento se valoraría también el uso de WiMAX de operador o tecnología 3G para dotar de conectividad a ese CT.

⁷⁶ Fibra Óptica.

⁷⁷ Configuración que permite la integración y gestión del elemento conectado además de la conexión.

⁷⁸ Centro de Transformación.

- La tasa de bits por segundo esperada para la red es de 2 Mbps como mínimo.
- En la gran mayoría de CTs se debe instalar un derivador de señal (splitter), para inyectar la señal de los equipos PLC en dos o más líneas de MT. El derivador debe repartir por igual la señal entre sus salidas.
- En términos generales, el número máximo de saltos recomendados para construir la red PLC es de ocho 8.
- Una de las medidas que dota de redundancia al diseño es el uso de más de 2 HEs⁷⁹ en cada anillo PLC. En particular, van a existir CTs que tengan conectividad WiMax y un equipo PLC configurado como HE en un modo distinto a las frecuencias de trabajo habituales. En condiciones normales, este HE no conectará a ningún otro equipo PLC pero, si existe un fallo en los anillos PLC, los repetidores huérfanos podrían conectarse a él y recuperar la conexión con el *backbone* o sistema troncal.
- Para los equipos que van a ir emplazados en los CTs (gateways PLC, switches, entre otras) se evitarán equipos alimentados a 220V AC⁸⁰, estando alimentados desde la caja de comunicaciones a 48V DC⁸¹. No obstante, puede existir algún equipo que necesite alimentación a 220V AC, tal como el CPE⁸² de operador. Sin embargo el número de tales equipos debe ser reducido [75].
- En la gran mayoría de CTs será necesario el uso de un derivador de señal (splitter) para inyectar la señal de los equipos PLC en dos o más líneas de MV. El elemento que cumple con estos requerimientos es la caja filter/splitter de Current, modelo 9808. Los equipos PLC de Current propuestos a utilizar en el despliegue cuentan con este filter/splitter integrado en el equipo.

⁷⁹ Head-ends.

⁸⁰ Alternating Current

⁸¹ Direct Current

⁸² Customer Premises Equipment.



Fig. 35. Vista general de la zona Smartcity Málaga, con los 70 Centros de Transformación MT/BT integrados en la red de comunicaciones Power Line Communications.

Descripción arquitectura desplegada y requerimientos.

La arquitectura de funcionamiento es la siguiente: La información que se recoge en Smartcity Málaga viaja hasta los sistemas centrales, lo que permite que cualquier área o departamento del DSO pueda hacer uso de la nueva información nunca hasta entonces disponible en media y baja tensión como por ejemplo la potencia activa y reactiva medida a la entrada y salida de un centro de transformación o sensores de presencia o ausencia de tensión en fusibles de línea de baja tensión. Esta información, se emplea por ejemplo en los CC⁸³ de la Red para la operación técnica en tiempo real, en las áreas de explotación de la red para el análisis y gestión de incidencias, y en un potente Centro de Procesamiento de Datos para el estudio de los KPI⁸⁴, los indicadores del proyecto.

⁸³ Centros de Control.

⁸⁴ Key Performance Indicator

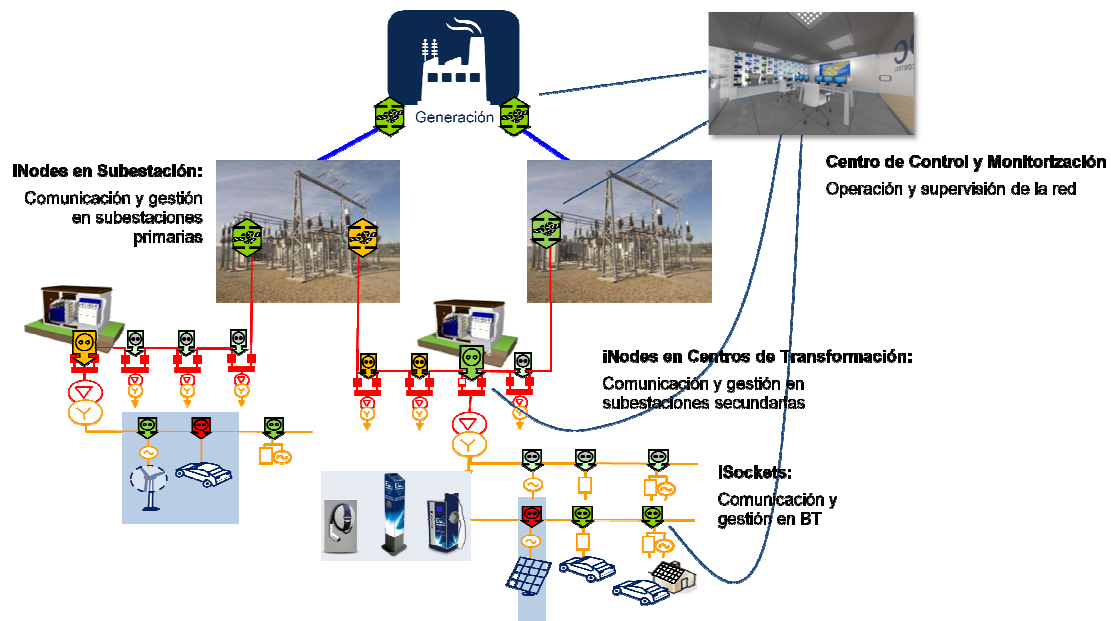


Fig. 36. Arquitectura de control descentralizado desplegada con dispositivos inteligentes

Se han desarrollado unos IEDs ⁸⁵ que repartidos jerárquicamente por los diferentes niveles de tensión de la red, son capaces de gestionar la recolección y envío de la información aguas arriba, la recepción y ejecución de órdenes recibidas desde niveles superiores, y la toma de decisiones a nivel local en función las estrategias predefinidas de operación de la red. Hablo, por tanto, de una inteligencia distribuida, una operación descentralizada, que se complementa con la arquitectura centralizada antes expuesta y que facilita la gestión de los ahora más complejos y multidireccionales flujos de energía e información, al mismo tiempo que respeta fielmente las decisiones fijadas por los operadores de los Centros de Control de la Red, ver Fig.36. Encaja nuevamente esta concepción en el objetivo de componer un esquema flexible, descentralizado y adaptable, que permite, gracias a las TICs, sacar mayor provecho de los grandes sistemas centrales y de los potentes centros de control que las Compañías Eléctricas poseen, a la vez que incorpora jerárquicamente nuevos equipos distribuidos para el control y monitorización de generadores, consumidores, instalaciones de recarga de vehículo eléctrico o de almacenamiento [76] [77] [78].

⁸⁵ Intelligent Electronic Device (Más detalle en el Anexo1 al final del documento).

En la gestión de toda esta nueva información es fundamental la seguridad y la privacidad de los datos. Se abre una nueva línea de trabajo muy importante en las redes de distribución conocida como *cibersecurity*⁸⁶ [79].

Los requisitos explicados a continuación son referentes a la comunicación necesaria entre los IEDs del CT y el CC, todo ello a través de la subestación, usando *IEC 60870-5-104*, norma para la monitorización de los sistemas de energía, sistemas de control y sus comunicaciones asociadas. También se usa el IEC 61850 para el resto de las comunicaciones necesarias entre los elementos de la Smart Grid en MT y BT; [80] [81] [82] [83].

La topología de la red de distribución de media tensión sobre la que se realizó el diseño de la red de comunicaciones es la que se muestra en el siguiente diagrama, y está compuesta de un total de 72 CTs agrupados en anillos y en sedes individuales, ver Fig.37.

A continuación se presenta el análisis de los requisitos de ancho de banda para cada uno de los anillos de la red, los cuales se muestran en la siguiente figura. Los anillos están identificados con “Ax”, siendo x un número del 1 al 6. Según la leyenda se puede ver qué centros de transformación tienen generación, telecontrol, tipos de celdas o su propiedad.

⁸⁶ Seguridad en los sistemas desarrollados.

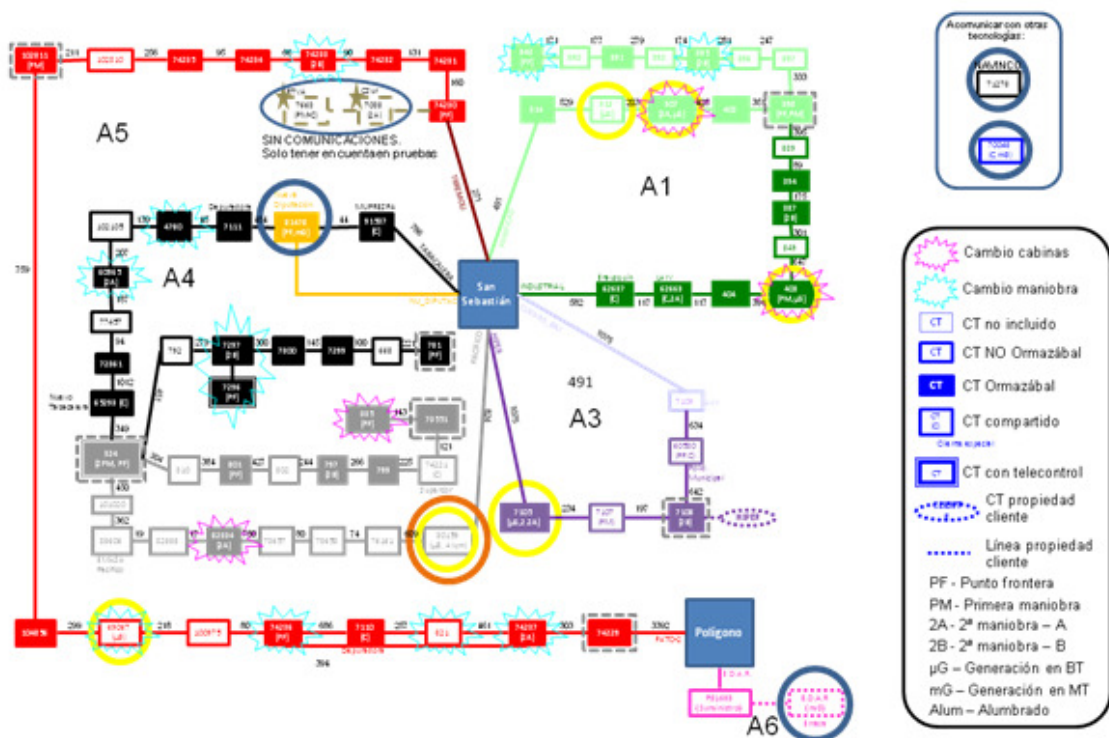


Fig. 37. Diagrama físico de la red Smartcity con comunicaciones PLC

Los servicios que se consideran deben ser transportados/gestionados por la red Smart son los siguientes:

- Generación/Almacenamiento distribuidos en Baja Tensión y en Media Tensión.
- Vehículos Eléctricos.
- Telegestión.
- Automatización.
- Eficiencia Energética PYME y hogares.
- Alumbrado Público.

Cada uno de los anillos está formado por una cadena de CTs. Estos CTs a su vez disponen de ciertos tipos de IEDs para su monitorización o actuación. Los que aplican en este análisis de requisitos son:

1. IED CT: es el IED que monitoriza la información recopilada en el CT.
2. IED de calidad de onda en MT: es el IED encargado de monitorizar la calidad de la señal que entra en el CT.
3. IED de generador distribuido en MT: Es el IED encargado del control de la GD. Por ejemplo, la tensión, la potencia activa o la potencia reactiva.
4. IED de generación distribuida en BT: Como el IED de MT pero en BT.
5. AMR⁸⁷: se encarga de la lectura remota de los contadores de los CTs.
6. DSM⁸⁸: se encarga de todas las tareas relacionadas con la gestión de la demanda. Por ejemplo, el cambio de precio según tarifa horaria y conectar o desconectar cargas.
7. Paso de falta: se encarga de enviar la información cuando se produce un error en la red, lo cual permite determinar los puntos por los que ha pasado la falta.
8. Gestión Protecciones en MT: las protecciones son los elementos de la red que pueden ser automatizados o telemandados para la protección de la aparamenta del CT. Por lo tanto, este IED engloba los OCRs⁸⁹.
9. Gestión de protecciones para el generador distribuido en MT: protecciones de MT pero con el objetivo de proteger los generadores distribuidos en MT.
10. Gestión de protecciones para el generador distribuido en BT: como el anterior pero para los generadores distribuidos en BT.

Para realizar el cálculo del ancho de banda requerido por cada uno de los anillos se ha dimensionado el número de IEDs en cada anillo. El dimensionado ha tenido en cuenta las premisas que se describen a continuación:

1. IED CT: se ha supuesto un IED por CT.
2. IED de calidad de onda en MT: se ha supuesto uno por línea de MT que entra en un CT, o sea, uno por CT.
3. IED de GD en MT: se ha supuesto uno por cada CT que dispone de μG (ver Fig.37).
4. IED de GD en BT: se ha supuesto uno por cada CT que dispone de mG (ver Fig.37).
5. AMR y DSM: se ha supuesto uno por cada CT.

⁸⁷ Automatic Meter Reading.

⁸⁸ Demand System Management.

⁸⁹ Organismos de Corte de la Red.

6. Paso de falta: se ha supuesto uno por cada CT no maniobrable (CTs sin PF, PM, 2A o 2B) y dos por cada CT que es punto frontera (PF).
7. Gestión de protecciones en MT: se ha supuesto una protección por cada punto de primera maniobra⁹⁰, segunda maniobra⁹¹ o dos por cada punto frontera⁹². Por ejemplo, en el caso de que un mismo CT sea punto frontera y punto de primera maniobra se han supuesto tres protecciones. Además, a estas protecciones hay que sumar una protección por cada cabecera de línea.
8. Gestión de protecciones de GD en MT: se ha supuesto uno por cada CT que dispone de μG (ver Fig.37).
9. Gestión de protecciones de GD en BT: se ha supuesto uno por cada CT que dispone de mG (ver Fig.37).

Una vez aclarado el dimensionado de la red y el volumen de datos de cada tipo de IED se describe el contenido de las tablas utilizadas para analizar los requisitos de cada anillo.

Dichas tablas muestran el ancho de banda total necesario en cada uno de los anillos, desglosando el cálculo del ancho de banda requerido por cada uno de los IEDs que lo forman. El cálculo del ancho de banda se ha realizado en base a los parámetros descritos a continuación:

- IED: indica el tipo de elemento sobre el cual se estudia el ancho de banda.
- Máximo simultáneo: indica el número máximo de IEDs de un tipo que puede ser consultado/accedido al mismo tiempo.
- Capacidad unitaria IED: indica el ancho de banda necesario por un tipo concreto de IED⁹³.
- Ancho de banda total: referido al total consumido por el tipo de IED estudiado. El valor del ancho de banda tiene en cuenta el máximo número de IEDs que pueden acceder simultáneamente en el anillo.

⁹⁰ Primera Maniobra: es el punto de una línea de media tensión donde se realiza la primera apertura y cierre de interruptores ante una incidencia.

⁹¹ Segunda Maniobra: es el punto de una línea de media tensión donde se realiza la segunda apertura y cierre de interruptores ante una incidencia.

⁹² Punto Frontera: aquel centro de transformación al cual llegan dos líneas distintas.

⁹³ Dato calculado anteriormente en el proyecto FP7 Integris donde participó Endesa como DSO.
<http://fp7integris.eu/index.php>

A continuación se muestran las 5 tablas para cada uno de los anillos que forman la red.

IED	Cantidad	Máximo simultáneo	Capacidad unitaria IED (bits)	Ancho de banda total (Kbit/s)
IED CT	20	1	4936,70	4,94
IED de calidad de onda en MT	20	8	64000	512
IED de GD en MT	0	1	10561,07	0
IED de GD en BT	3	1	10561,07	10,56
AMR	20	1	2400	2,40
DSM	20	1	2800	2,80
Paso de falta	16	1	7200	7,20
Gestión Protecciones MT	11	1	64000	64
Gestión Protecciones GD MT	0	8	64000	0
Gestión protecciones GD BT	3	4	64000	192
TOTAL				795,90

Tabla 7. Ancho de banda requerido por el anillo A1

IED	Cantidad	Máximo simultáneo	Capacidad unitaria IED (bits)	Ancho de banda total (Kbit/s)
IED CT	5	1	4936,70	4,94
IED de calidad de onda en MT	5	8	64000	320
IED de GD en MT	0	1	10561,07	0
IED de GD en BT	1	1	10561,07	10,56
AMR	5	1	2400	2,40
DSM	5	1	2800	2,80
Paso de falta	3	1	7200	7,20
Gestión Protecciones MT	6	1	64000	64
Gestión Protecciones GD MT	0	8	64000	0
Gestión protecciones GD BT	1	4	64000	64
TOTAL				475,90

Tabla 8. Ancho de banda requerido por el anillo A3

IED	Cantidad	Máximo simultáneo	Capacidad unitaria IED (bits)	Ancho de banda total (Kbit/s)
IED CT	33	1	4936,70	4,94
IED de calidad de onda en MT	33	8	64000	512
IED de GD en MT	1	1	10561,07	10,56
IED de GD en BT	1	1	10561,07	10,56
AMR	33	1	2400	2,40
DSM	33	1	2800	2,80
Paso de falta	35	1	7200	7,20
Gestión Protecciones MT	15	1	64000	64
Gestión Protecciones GD MT	1	8	64000	64
Gestión protecciones GD BT	1	4	64000	64
TOTAL				742,46

Tabla 9. Ancho de banda requerido por el anillo A4

IED	Cantidad	Máximo simultáneo	Capacidad unitaria IED (bits)	Ancho de banda total (Kbit/s)
IED CT	16	1	4936,70	4,94
IED de calidad de onda en MT	16	8	64000	512
IED de GD en MT	0	1	10561,07	0
IED de GD en BT	1	1	10561,07	10,56
AMR	16	1	2400	2,40
DSM	16	1	2800	2,80
Paso de falta	14	1	7200	7,20
Gestión Protecciones MT	7	1	64000	64
Gestión Protecciones GD MT	0	8	64000	0
Gestión protecciones GD BT	1	4	64000	64
TOTAL				667,90

Tabla 10. Ancho de banda requerido por el anillo A5

IED	Cantidad	Máximo simultáneo	Capacidad unitaria IED (bits)	Ancho de banda total (Kbit/s)
IED CT	2	1	4936,70	4,94
IED de calidad de onda en MT	2	8	64000	128
IED de GD en MT	1	1	10561,07	10,56
IED de GD en BT	0	1	10561,07	0
AMR	2	1	2400	2,40
DSM	2	1	2800	2,80
Paso de falta	2	1	7200	7,20
Gestión Protecciones MT	0	1	64000	0
Gestión Protecciones GD MT	1	8	64000	64
Gestión protecciones GD BT	0	4	64000	0
TOTAL				219,90

Tabla 11. Ancho de banda requerido por el anillo A6

A modo resumen se presenta el siguiente gráfico donde se sintetiza el ancho de banda total necesario por cada uno de los anillos de la red *Smartcity*.

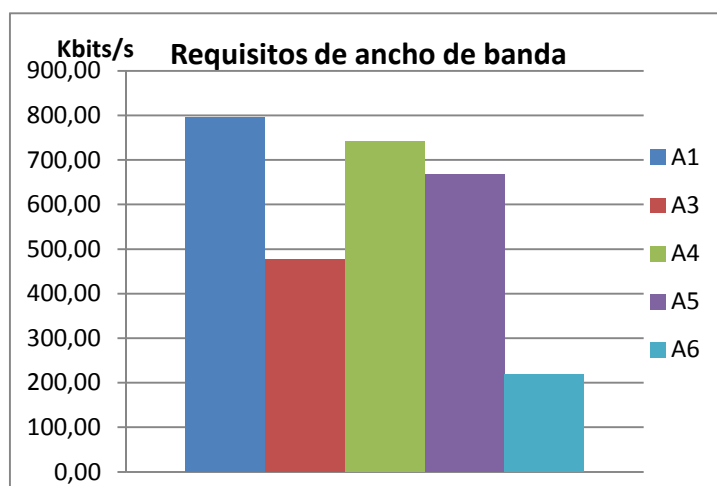


Fig. 38. Resumen de los requisitos de ancho de banda.

Resumen solución adoptada de Comunicaciones en el caso real.

El sistema de comunicaciones propuesto y desplegado para poder cumplir con las necesidades del ancho de banda estudiado anteriormente constituye el nexo de unión para todas las aplicaciones de la Smart Grid, lo que permite el intercambio de información entre todas ellas y la gestión de la red de manera rápida y eficiente.

La red que se decidió finalmente instalar consta de tres áreas diferenciadas que paso a enumerar:

- 1) En primer lugar se tiene la red core MPLS⁹⁴ (Fig.39 y Fig.42) [84]
- 2) En segundo lugar, lo que llamamos la red de distribución (desde el punto de vista de comunicaciones) que conecta los centros de control (Sevilla) y el CGO⁹⁵ con las subestaciones de AT principales (Fig.42). Consta de un anillo principal que se divide en dos segmentos, según tecnología de transmisión utilizada:
 - Recorrido en el interior de la provincia de Málaga. Conexión directa con FO utilizando tecnología IP⁹⁶ nativas⁹⁷. Ancho de banda disponible 1 Gbit/s.
 - Las conexiones con Sevilla se realizan transportando el IP sobre tecnología SDH⁹⁸. Ancho de banda disponible 50 Mbit/s.
 - Los enlaces utilizados para redundancia del anillo y dar capilaridad a la red, son conexiones a 2 Mbit/s y a 64 kbit/s, dependiendo de las tecnologías de transmisión existentes.
- 3) Por último, se tiene lo que se llama la red de acceso, compuesta por los centros de transformación que comunican con una o varias subestaciones de AT. En el caso del Smartcity Málaga, todos los Centros de Transformación conectados a la red cuelgan de la Subestación de San Sebastián, centro neurálgico de la red de acceso, siguiendo el esquema de topología en anillo de la Fig.37. Las tecnologías empleadas en la red de acceso son BPL⁹⁹, WiMAX propio y WiMAX de operador¹⁰⁰. En un nivel inferior, los clientes de baja tensión están conectados con su centro de transformación asociado en una configuración de topología en estrella, utilizando PLC de banda estrecha o ancha en función de las necesidades del cliente o la aplicación.

Las tecnologías principales empleadas para el despliegue han sido la fibra óptica para la red CORE y el PLC de Banda Ancha –BPL- y el WIMAX para la red de acceso. La integración de estas dos últimas permitirá fortalecer la redundancia de la red, consiguiendo una red mucho más robusta y fiable.

⁹⁴ Multiprotocol Label Switching.

⁹⁵ Centro de Gestión de Operaciones.

⁹⁶ Internet Protocol

⁹⁷ Gigabit Ethernet

⁹⁸ Synchronous Digital Hierarchy

⁹⁹ Comunicaciones PLC de Banda Ancha.

¹⁰⁰ Clearwire.

Para el despliegue de la red PLC, se emplean sistemas de acoplo a las redes existentes de MT, que permiten la transmisión de los datos usando como canal físico la propia red eléctrica de distribución, adaptándose a las características de cada escenario.

Asimismo, se instalan estaciones emisoras-receptoras de WIMAX, tanto de operador como de propietario, para dotar al sistema de comunicaciones de enlaces alternativos al canal físico anteriormente descrito [85] [86] [87].

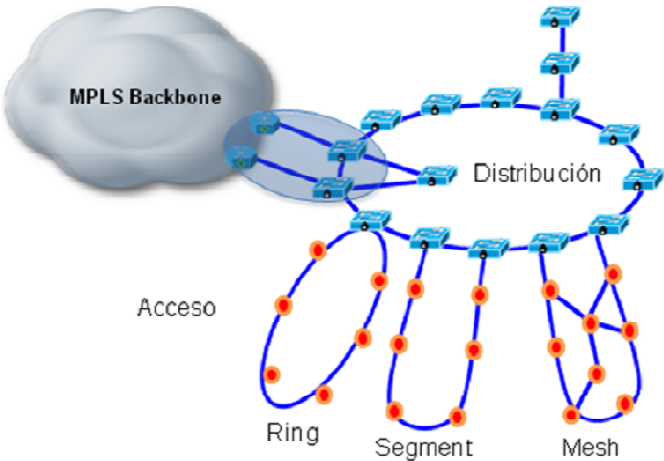


Fig. 39. Topología de la red de comunicaciones.

	Gateway PLC	SWITCH	CPE WiMAX
Total General	72	57	10

Tabla 12. Resumen general de equipos suministrados para el despliegue Anillos¹⁰¹.

La solución propuesta se compone de los siguientes elementos principales:

- **Acoplos PLC MT:** componentes que, físicamente, adaptan e inyectan la señal PLC en los conductores de media tensión, Fig.40. De naturaleza inductiva o capacitiva, según

¹⁰¹ CPE Equipo Local de Cliente

emplean la inducción o el contacto directo, se encuentran instaladas tanto en cabinas de SF6 como en elementos de corte al aire.



Fig. 40. Acoplos PLC, detalles instalación en CT.

Equipamiento PLC utilizados en el despliegue:

- API-5000-HE, de Current.
- AV200, de Corinex.
- Filter/splitter de Current, modelo 9808.
- EkorVPIS, de Ormazábal, acoplo inductivo para cabinas de SF6.
- EkorEVT-C, de Ormazábal, acoplo capacitivo para cabinas de SF6.
- AIMT, de ZIV, acoplo inductivo.
- CAMT, de ZIV, acoplo capacitivo para cabinas de corte al aire.

Los equipos se alimentarán a 48Vcc desde el armario EkorGID, que aporta los 10 kV de aislamiento para el equipamiento de comunicaciones.

•**Routers PLC/WIMAX:** dispositivo que proporciona conectividad a nivel de red, cuya función principal consiste en enviar, recibir, o encaminar paquetes de datos, Fig.41. De este modo, interconecta subredes, tanto físicas como virtuales, dando servicio a los equipos, sistemas, usuarios, entre otros, en ella definidos de acuerdo a las necesidades de cada uno de ellos.



Fig. 41. Routers PLC/WIMAX.

•Para la red CORE¹⁰², la tecnología empleada es la fibra óptica. Se ha construido un anillo Gigabit Ethernet que permite la integración de todos los servicios de manera segura, flexible y eficiente.

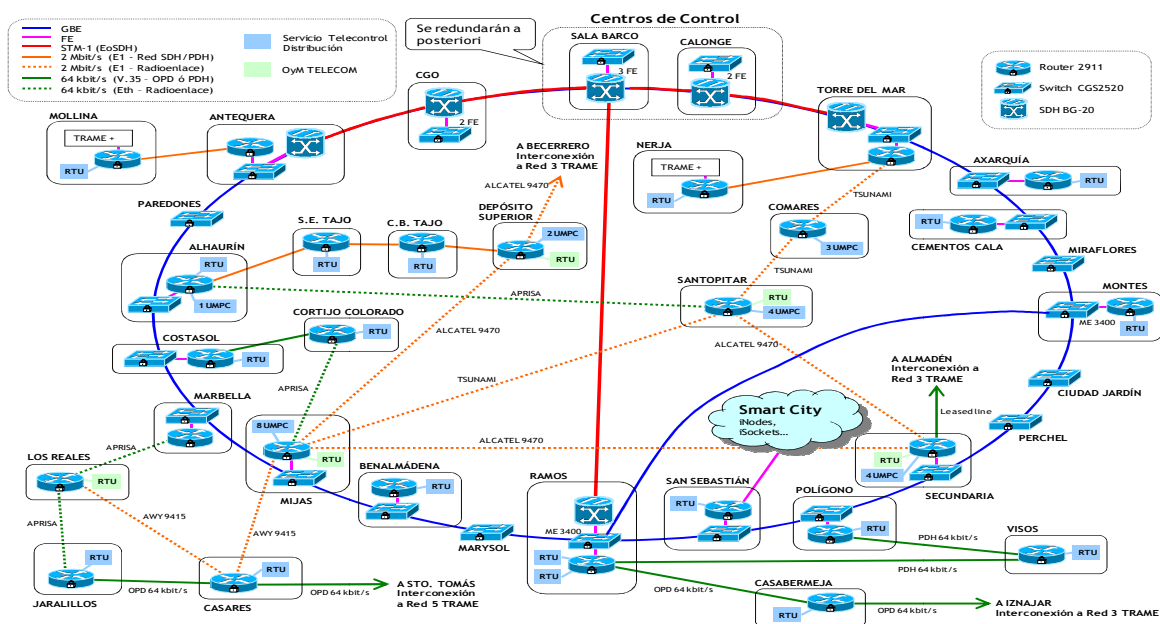


Fig. 42. Esquema físico de la red CORE desplegada entre las subestaciones de alta tensión.

¹⁰² Red de Distribución.

•**Sistema de Monitorización de las comunicaciones:** conjunto de herramientas necesarias para poder controlar el inventario de los elementos desplegados y su rendimiento, así como para la gestión de fallos. La monitorización que se realice no debe afectar al rendimiento ni a la operabilidad de la red de comunicaciones en tiempo real ni a los sistemas propios de la red de distribución o los desplegados en el proyecto Smartcity Málaga. Ver Fig.43 y Fig.44.

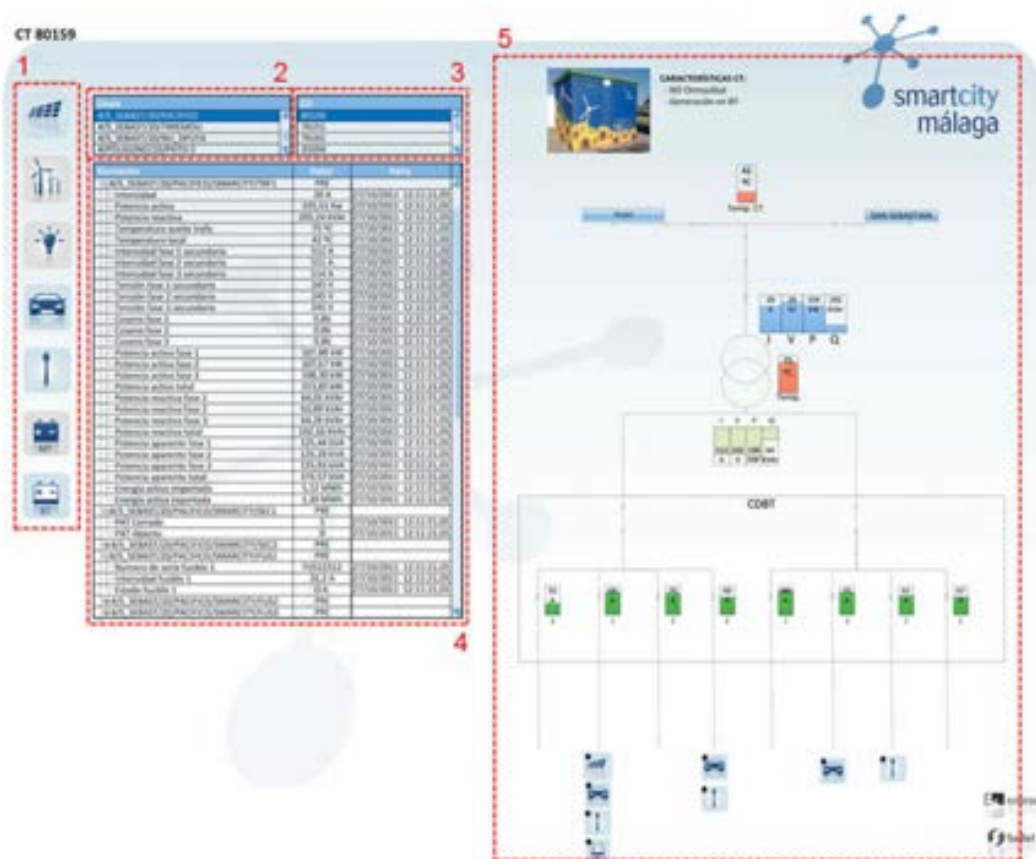


Fig. 43. Interfaz asociada al CT 80159.

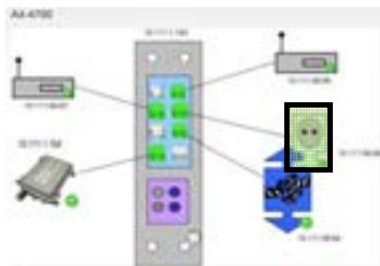


Fig. 44. Interfaz asociada a la red de comunicaciones de cada Centro de Transformación, elementos conectados al centro, su disponibilidad y los paquetes de datos transmitidos.

En las siguientes curvas se muestran los datos de la red de comunicaciones de cada centro de transformación incluido en la red de PLC. Por un lado se puede ver el tiempo de respuesta medio (ms) y, por otro, la disponibilidad media %, durante el año 2014. Los resultados han sido satisfactorios cumpliendo sin problemas las necesidades planteadas inicialmente para la Smart Grid.

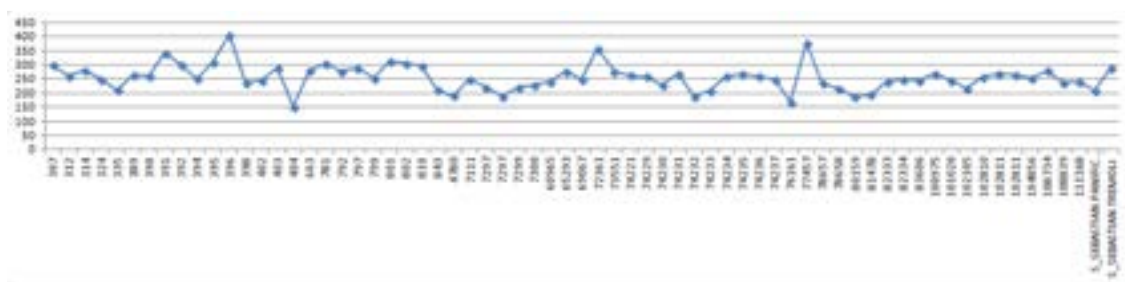


Fig. 45. Datos de la red de comunicaciones de cada CT. Tiempo respuesta medio (ms) el último año, septiembre 2014.

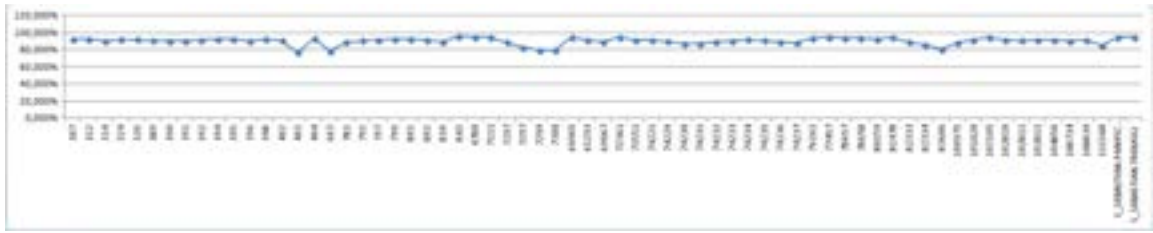


Fig. 46. Datos de la red de comunicaciones de cada CT. Disponibilidad media (%) el último año, septiembre 2014.

Los resultados obtenidos al aplicar el PLC como principal tecnología de comunicaciones en esta Smart Grid han sido muy satisfactorios. En la siguiente tabla se han resumido las ventajas y los inconvenientes de cada tecnología testada.

	Ventajas	Inconvenientes
Broadband Powerline	Fácil despliegue Arquitectura redundante	Alta dependencia del estado de los cables de potencia
WiMAX Propio	Fácil instalación Alta disponibilidad	En entornos urbanos es necesario el uso de numerosos repetidores
WiMAX de Operador	Fácil instalación Buena cobertura	Ancho de banda limitado por el operador
3G	Soluciones integradas en los equipos Buena cobertura	Ancho de banda muy limitado

Tabla 13. Resumen ventajas e inconvenientes de las Comunicaciones testadas.

Referencias: [88] [89] [90] [91] [92] [93] [94] [95].

Puesto que lo más importante a nivel tecnológico para conseguir la red del futuro es la instalación de una capa de comunicaciones sobre la red eléctrica actual se ha querido insistir en este resumen con las conclusiones obtenidas sobre las comunicaciones desarrolladas y probadas en el proyecto, que son:

- Actualmente no existe ninguna tecnología aplicable a todos los casos y topologías.
- El mallado de la red mediante la integración de tecnologías aumenta la disponibilidad de la red a un coste razonable.
- El PLC de Banda Ancha y Alta frecuencia tiene la ventaja de ser de muy fácil instalación, sin necesidad de permisos especiales, además de tener arquitectura redundante. Pero tiene la desventaja de depender del estado de los cables de potencia, y de tener un alcance relativamente reducido¹⁰³.
- El WiMAX propio también es muy fácil de instalar y tiene una alta disponibilidad, pero en entornos urbanos se necesitan demasiados repetidores para su buen funcionamiento.
- 3G nos proporciona buenas soluciones integradas en los propios equipos y con una cobertura razonable, que podría mejorarse con equipos de doble SIM (doble operador). Por contra el ancho de banda es muy limitado.
- En cuanto a los equipos testados: tanto en Equipos PLC, como en switches, existe una gran diferencia en cuanto a robustez, estabilidad y configuración [96] [97].
- Mejor relación calidad precio equipos PLC: CURRENT.
- Mejor relación calidad precio switches: RUGGEDCOM o ADVANTECH
- Arquitectura: necesidad de dar redundancia en los puntos de acceso al backbone¹⁰⁴. Es necesario complementar la arquitectura maestro/esclavo de la red BPL con la monitorización del acceso al backbone. La solución 3G presenta un ancho de banda demasiado reducido para los puntos de agregación de tráfico.
- Acoplos: los acoplos capacitivos son independientes de la topología de la red eléctrica y tienen mejores prestaciones. Los acoplos EkorVPIS son válidos únicamente para cabinas de Ormazábal y distancias cortas, y su comportamiento, al integrarlos en una red PLC con distintos tipos de acoplamiento es muy irregular.

¹⁰³ Distancias menores al Kilómetro.

¹⁰⁴ Principales conexiones troncales a internet.

- Alta disponibilidad y alta capacidad: red en anillos, arquitectura PLC redundante, accesos a backbone redundados, mallado mediante integración de diversas tecnologías, soluciones propias (BPL, WiMAX) y de Operador (WiMAX, 3G)
- Red multifabricante: equipos PLC Corinex y Current. Switches RAD, Advantech y Ruggedcom. Acoplos PLC ZIV y Ormazabal.
- Sistemas de acoplo: capacitivos (Ekor EVT-C), inductivos sobre vivo¹⁰⁵ (AIMT), inductivos sobre capacidades parásitas (Ekor VPIS).

¹⁰⁵ Conductor interno.

4.1.4 Automatización.

Las nuevas funcionalidades de la red de distribución de Málaga no son posibles sin la automatización de los CTs llevada a cabo en el proyecto Smartcity Málaga. Esta automatización de los CTs puede considerarse asimismo un importante producto en el sector de la automatización de la red de distribución. La Fig.47 muestra esquemáticamente uno de estos centros de transformación automatizados, indicando sus principales componentes.

Uno de los componentes principales del CT automatizado es el llamado *GID*¹⁰⁶, indicado en la Fig.47 como *ekorGID*. La Fig.48 muestra el equipo *ekorGID* instalado en el CT nº 307¹⁰⁷.

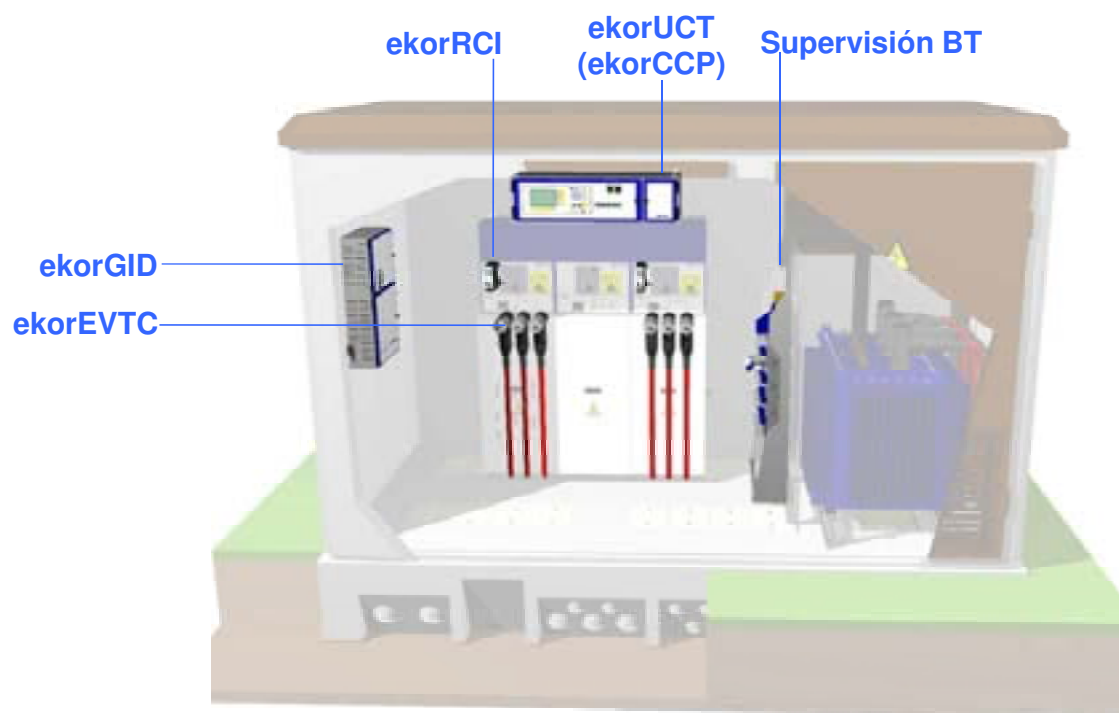


Fig. 47. Esquema de centro de transformación automatizado.

¹⁰⁶ Gestor Inteligente de Distribución.

¹⁰⁷ CT Los Guindos.



Fig. 48. Equipo ekorGID en CT-307 Guindos.

La Fig.49 muestra un esquema detallado del producto desarrollado por Ormazabal para cubrir este objetivo de automatización avanzada de la red de MT y BT. Se observa que el armario está dividido en dos zonas diferenciadas. Una primera zona que aloja los elementos de comunicación, automatización/supervisión de MT y baterías. La segunda zona aloja los elementos de Baja Tensión como la fuente de alimentación, concentrador, *iNode*¹⁰⁸, supervisiones de BT y diferentes elementos de conexión/protección de cada uno de ellos.

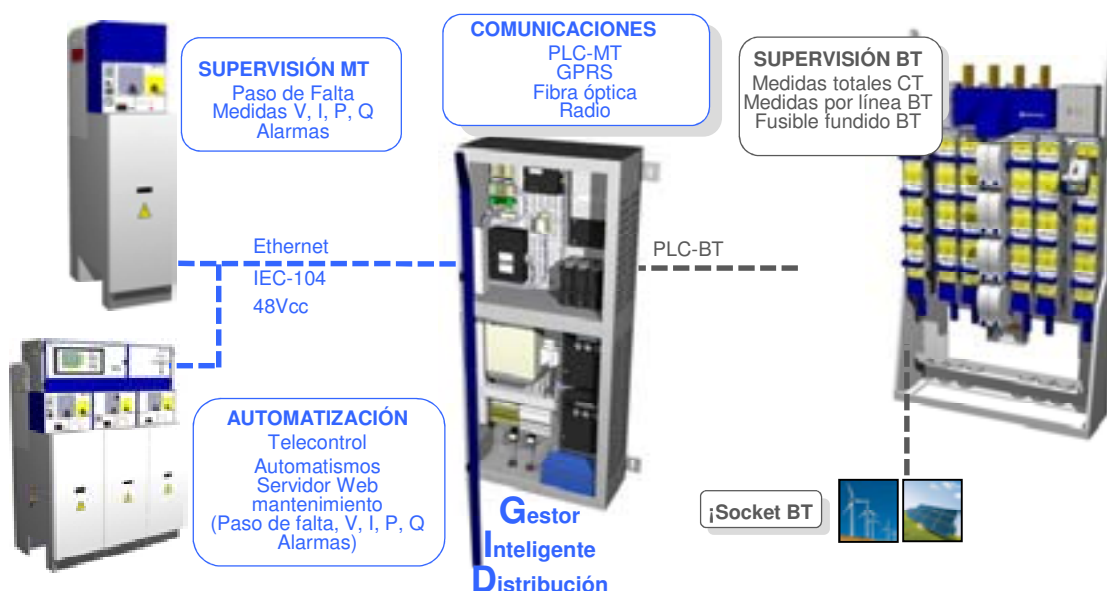


Fig. 49. Gestor Inteligente de Distribución ekorGID.

¹⁰⁸ Más detalle Anexo 1.

Como se observa en la Fig.49, en el equipo GID confluye la información de los distintos integrantes del centro de control automatizado representados en el esquema de la Fig.47. En primer lugar, el equipo ekorRCI¹⁰⁹ desarrollado por Ormazabal y encargado de la supervisión y control del interruptor de celdas de línea de distribución secundaria, indicando detecciones de paso de falta, presencia y ausencia de tensión o medidas de intensidad. La Fig.50 muestra este dispositivo y su ubicación en la celda de MT.



Fig. 50. Unidad de control integrado ekorRCI.

El siguiente dispositivo, clave para la automatización de los CTs es la UCT¹¹⁰ ekorUCT, que permite realizar el Telemando y Automatización de los Centros de Transformación del proyecto Smartcity Málaga. Incluye principalmente las funciones de terminal remoto y comunicaciones, y permite gobernar las celdas equipadas con control integrado que se encuentran en los centros automatizados del proyecto. La Fig.51 muestra una de las unidades ekorUCT instaladas.

Este elemento permitirá operar las celdas del centro de transformación en función de las necesidades de la red en cada momento.

¹⁰⁹ Unidad de control integrado.

¹¹⁰ Unidad Compacta de Telemando.



Fig. 51. Unidad ekorUCT sobre celda.

Implementación.

Se acomete la automatización de los CTs que desempeñan la función de PM¹¹¹, SM¹¹²(2A y 2B) y el PF¹¹³ entre líneas de media tensión de la zona de trabajo, 20kV. En estos CTs se automatiza la operación de los seccionadores en carga que participan en el proceso de reposición de servicio, gestionado y ordenado por los dispositivos inteligentes (iNodes), que incorporan los algoritmos de reconfiguración de la red.

Así, la solución de Automatización podría organizarse en:

- Actuación automática en dispositivos de PM y SM (2A y 2B). La actuación automática se puede realizar sobre los seccionadores actuales incluyendo una motorización rápida con capacidad de actuación antes de 100 ms.
- Telemandos en PF con medidas de tensión en ambos extremos de la frontera. Para los PF se puede considerar una motorización convencional dado que no actúan automáticamente, el Centro de Control les manda cómo actuar.

¹¹¹ Primera Maniobra.

¹¹² Segunda Maniobra.

¹¹³ Punto Frontera.

- La función de actuación automática de los dispositivos puede ser siempre bloqueada desde el CC, que dispone de información del estado de los dispositivos en tiempo real.
- En todos los puntos de actuación, incluidos aquellos sin capacidad de actuación automática, se recomienda instalar detectores de paso de falta direccionales que nos informarán sobre el lugar en que se ha producido el fallo.
- Instalar además telemetría en todos los puntos de actuación: P, Q, V, I. Ésta es una diferencia fundamental frente a las soluciones convencionales, que además permite no sólo una operación más avanzada de la red, sino también aplicar otras metodologías y procedimientos como el mantenimiento preventivo, la ejecución de modelos de red más precisos, entre otros.

Los seccionadores de los CTs automatizados son dispositivos diseñados para trabajar en carga, es decir, son capaces de interrumpir intensidades de valores menores de 1000 A. Por lo tanto, en caso de falta en una línea MT cuya intensidad no supere dicho valor¹¹⁴, la secuencia de actuación será la siguiente:

- 1) Se produce una falta monofásica en la línea de MT, entre el CT 2B y el PF (que se encuentra abierto en operación normal). La Fig.52 representa esta situación.

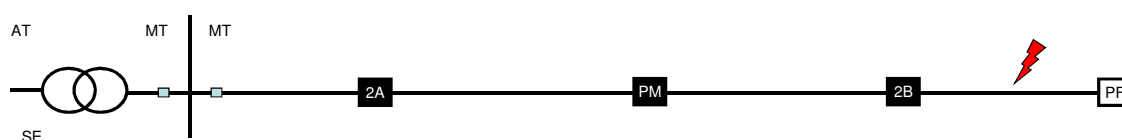


Fig. 52. Falta en línea de MT, entre CT 2B y PF.

- 2) Los automatismos implementados en los dispositivos de maniobras (2A, PM y 2B) son selectivos entre ellos y cabecera, por lo tanto se produce la apertura del seccionador, 2B abre antes que cabecera o cualquiera de los otros dispositivos de maniobra aislando la falta entre la 2B y PF.

¹¹⁴ Faltas monofásicas, ya que la intensidad de neutro está limitada por las resistencias de puesta a tierra del neutro del lado de MT de los transformadores AT/MT.

El automatismo de despeje de faltas y reposición del servicio diseñado e implementado en Smartcity Málaga contempla dos escenarios, en función de si se dispone de comunicación entre CTs o no. Para ambas situaciones, y para el caso de faltas monofásicas, se han desarrollado algoritmos de detección de incidencias y auto-cicatrización de la red.

El hecho de disponer de comunicación entre los distintos CTs permite el intercambio de información entre los *iDevices* de los CTs automatizados, proporcionando al proceso de reposición de la red la mayor eficiencia posible. Las comunicaciones constituyen una de las bases sobre la que se sustentan las aplicaciones que dotan de inteligencia a la red de distribución, siendo sin duda una de ellas el carácter auto-cicatrizante de la misma.

Una funcionalidad esencial, sin la cual no es posible el funcionamiento de los algoritmos de auto-cicatrización desarrollados, es la correcta detección y localización de faltas. Por tanto, se convierte en una necesidad de las Smart Grids, la implementación de un sistema adecuado de detección que permita la identificación inequívoca del tramo de la línea de MT en el que se produce un defecto.

El sistema de localización de faltas implementado en el proyecto Smartcity Málaga se basa en la instalación de detectores de paso de falta¹¹⁵ en los CTs automatizados. Las principales utilidades de estos sensores son la detección de la presencia de tensión MT en la línea, comprobación de apertura en vacío del seccionador automático, detección de líneas de MT cortadas, polarización de defectos direccionales, entre otros. Para la obtención de medidas que permitan obtener la situación de la falta se han instalado en los CTs transformadores de tensión e intensidad. Por un lado, los transformadores de tensión son principalmente capacitivos, conectados directamente a la parte activa de cada fase, mientras que por otro lado, los transformadores de intensidad se instalan alrededor del cable de MT¹¹⁶.

Los detectores de paso de falta detectan si ha circulado por ellos una intensidad igual o superior a la corriente de falta ajustada. En redes no automatizadas, estos equipos indican visualmente y de modo local si han “visto” corriente de falta, con el objetivo de guiar, en la localización de los CTs en los que deben maniobrar, a los operarios desplazados a los distintos CTs de la línea en falta para aislar y reparar el tramo afectado. En una red automatizada los detectores de paso de falta informan de manera remota al *i-Device* para que este inicie, de

¹¹⁵ Pueden ser direccionales y no direccionales.

¹¹⁶ El número de sensores instalados por cada celda es 3 o 4, y se sitúan en el compartimento de cables de MT

modo automático, el proceso de aislamiento del tramo en falta y reposición del servicio de manera más eficiente, rápida y precisa.

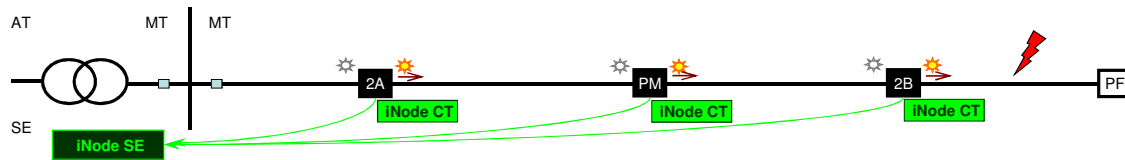


Fig. 53. Falta en línea de MT, entre CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs.

Una indicación errónea de paso de falta puede inducir a errores en el automatismo de reposición, con el consiguiente retraso en la restauración del suministro, poniendo de manifiesto la importancia de la correcta localización de faltas. Esta presenta importantes retos en redes de distribución, entre las que destacan la presencia de intensidades capacitivas en tramos sin falta, intensidades de energización de transformadores de distribución y la aportación de intensidad por parte de las fuentes de generación distribuida.

La implementación de los localizadores de falta y algoritmos de reposición y control se ha realizado gracias a la automatización de los CTs correspondientes a puntos de maniobra.

Implementación en *iNode*:

- 1) Se produce un defecto en la línea de MT, entre el CT 2B y el PF.
- 2) El interruptor de cabecera de línea, en subestación, dispara mientras el resto de los dispositivos de maniobra permanecen cerrados (no pueden abrir sobre esta falta).
- 3) Los diferentes puntos de maniobra (2A, PM y 2B) envían información de sus detectores de paso de falta al *iNode* de subestación (Fig.54).

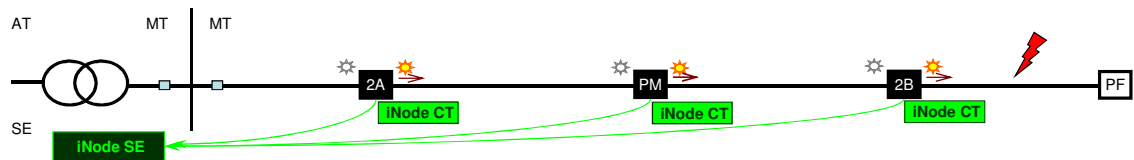


Fig. 54. Falta en línea de MT, entre el CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs e *iNodes*

- 4) El interruptor ejecuta el primer ciclo de reenganche. En el caso de que la falta sea permanente se producirá un nuevo disparo del interruptor de cabecera.
- 5) El *iNode* de subestación (una vez ha actuado el primer ciclo de reenganche, pero antes del segundo) evalúa todos los pasos de falta recibidos desde los *iNodes* de CTs y ejecuta una orden de abrir, al último CT que ha detectado defecto, en este caso el 2B, y dentro del CT, al que tenga signo saliente.
- 6) Al cerrar el segundo ciclo de reenganche (60 s) se restablece el segmento de la línea hasta el 2B dejando aislado el tramo en falta (entre 2B y PF).

Implementación en Centro de Control:

- 1) Se produce un defecto en la línea de MT, entre el CT 2B y el PF.
- 2) El interruptor de cabecera de línea, en subestación, dispara mientras el resto de los dispositivos de maniobra permanecen cerrados (no pueden abrir sobre esta falta).
- 3) Los diferentes puntos de maniobra (2A, PM y 2B) envían información de sus detectores de paso de falta al CC (Fig.55).

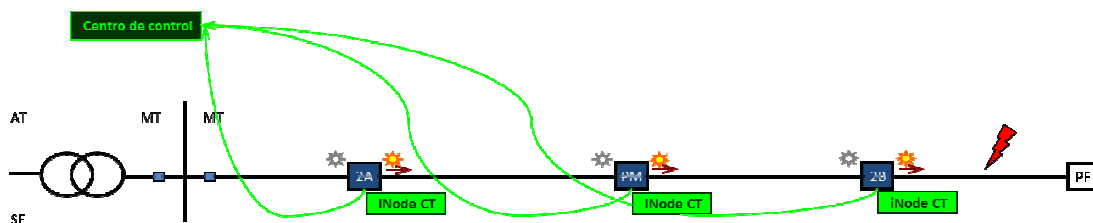


Fig. 55. Falta en línea de MT, entre el CT 2B y PF. Escenario con comunicación entre CTs y centro de control.

- 4) El interruptor ejecuta el primer ciclo de reenganche. En el caso de que la falta sea permanente se producirá un nuevo disparo del interruptor de cabecera.
- 5) El CC (una vez ha actuado el primer ciclo de reenganche, pero antes del segundo) evalúa todos los pasos de falta recibidos desde los CTs automatizados y envía la orden de abrir, al último CT que ha detectado defecto, en este caso el 2B, y dentro del CT, al que tenga signo saliente.
- 6) Al cerrar el segundo ciclo de reenganche (60 s) se restablece el segmento de la línea hasta el 2B dejando aislado el tramo en falta (entre 2B y PF).

Baja Tensión

La automatización del lado de BT de los CTs automatizados integra en el cuadro de BT la funcionalidad de supervisión avanzada de BT. La Fig.56 muestra el cuadro de BT¹¹⁷ de uno de los CTs.

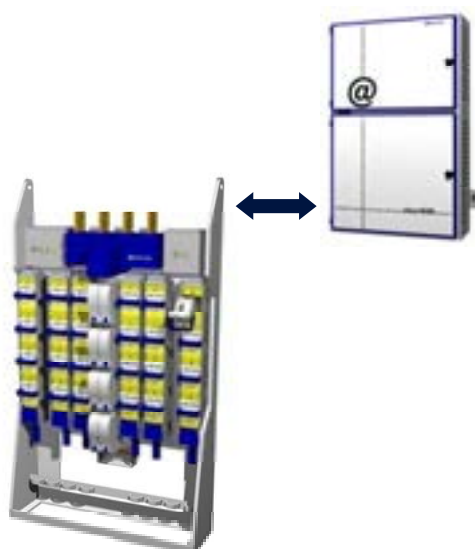


Fig. 56. Supervisión de BT integrada en GID

¹¹⁷ El cuadro de BT es el elemento del CT que recibe el circuito principal de baja tensión procedente del lado de BT del transformador MT/BT y lo distribuye en un número determinado de circuitos individuales.

Como se apunta en el capítulo anterior, la supervisión de BT recibe información de sensores toroidales instalados en las líneas de BT, lo cual permite obtener y gestionar medidas de potencia y energía total por cada cuadro de BT, intensidad y perfil de carga por cada línea de salida de BT, potencia y energía por cada línea de BT, así como detección de fusible fundido de cada línea de BT.

Los datos registrados por los sensores son enviados, mediante señal de radio¹¹⁸ a un equipo receptor integrado en el armario de comunicaciones del CT. En la Fig.57 se muestra la unidad central de recepción de datos. A su vez, este equipo receptor está comunicado con el nivel superior, el *iNode* CT, de modo que los dispositivos de control de la red disponen de toda la información recogida por los sensores del cuadro de BT.



Fig. 57. Equipo receptor de BT

Cada sensor que se instala en una salida de BT envía al receptor los datos que lo identifican, como su versión de firmware, modelo y su nº de serie.

Los datos de todos los sensores instalados se almacenan en la base de datos del equipo receptor, que va creciendo a medida que se aumenta el número de sensores instalados, hasta un máximo de 64. Este equipo receptor cuenta con sus propios parámetros de configuración,

¹¹⁸ Frecuencia libre 433MHz.

necesarios para la comunicación con el nivel superior, como son: número de identificación, velocidad de comunicación, versión y modelo, y número de fusibles reconocidos y aceptados.

Con el objeto de aprovechar el despliegue de elementos de medida en la red de BT, se han desarrollado herramientas que permiten la monitorización de la red de BT para la supervisión de μDER ¹¹⁹ a partir de energías renovables, que permita la visualización de las cargas, así como el cálculo de diversas variables asociadas a la operación del sistema.

De manera específica se ha implementado esta herramienta en la microgrid en BT conectada al CT 80159 SMARTCITY, ver Fig.58.

El hardware que conforma el sistema de supervisión y monitorización está compuesto por un servidor destinado a visualizar y procesar las variables adquiridas por el conjunto de *iNodes* e *iSockets*. Por su parte, el software está formado por las siguientes aplicaciones:

- Adquisición de datos, a nivel de *iSockets* e *iNodes*. Las variables a recopilar son las siguientes:
 - Intensidad de las salidas de BT del cuadro de BT.
 - Estado de los fusibles (en funcionamiento/fundido) del cuadro de BT.
 - Potencia Activa¹²⁰.
 - Potencia reactiva¹²¹.
 - Tensión de línea y fase.
 - Intensidad.
 - Frecuencia.
 - THD de tensión e intensidad.
 - Factor de potencia.
- Monitorización de la red. Los datos adquiridos mediante el sistema son utilizados para representar el estado de la red en tiempo real; bien directamente, mostrando las variables adquiridas, o bien mediante algoritmos que permitan la caracterización y/o seguimiento de la red.
- Procesamiento de datos a través de algoritmos de estado de red. Para poder ejecutar los algoritmos, se partirá a nivel de *iSocket* e *iNode* de la potencia activa, reactiva y la

¹¹⁹ micro Generación y Almacenamiento.

¹²⁰ Monofásica y trifásica.

¹²¹ Monofásica y trifásica.

tensión. Los algoritmos que permiten el seguimiento y caracterización de la red, y que son realizados por el sistema de supervisión son los siguientes:

- Reparto de cargas. El reparto de cargas permite, dados los consumos y generación en cada nudo, encontrar las tensiones en dichos nudos y los flujos de potencia por las líneas y transformadores.
- Saturación de líneas. A partir de los parámetros constructivos y los datos obtenidos en el análisis de reparto de cargas, en concreto de los flujos de intensidad que circulan por las líneas, se calcula la saturación de estas, lo cual permite tomar las medidas oportunas.
- Trading de medidas. Seguimiento de medidas, en base a lo cual es posible estudiar la evolución de las curvas de carga y el seguimiento de las puntas de generación/consumo.

Las siguientes figuras (Fig.58 y Fig.59) muestran capturas de la herramienta de monitorización desarrollada para la gestión de la microgrid instalada en la zona.



Fig. 58. Monitorización de la red de BT

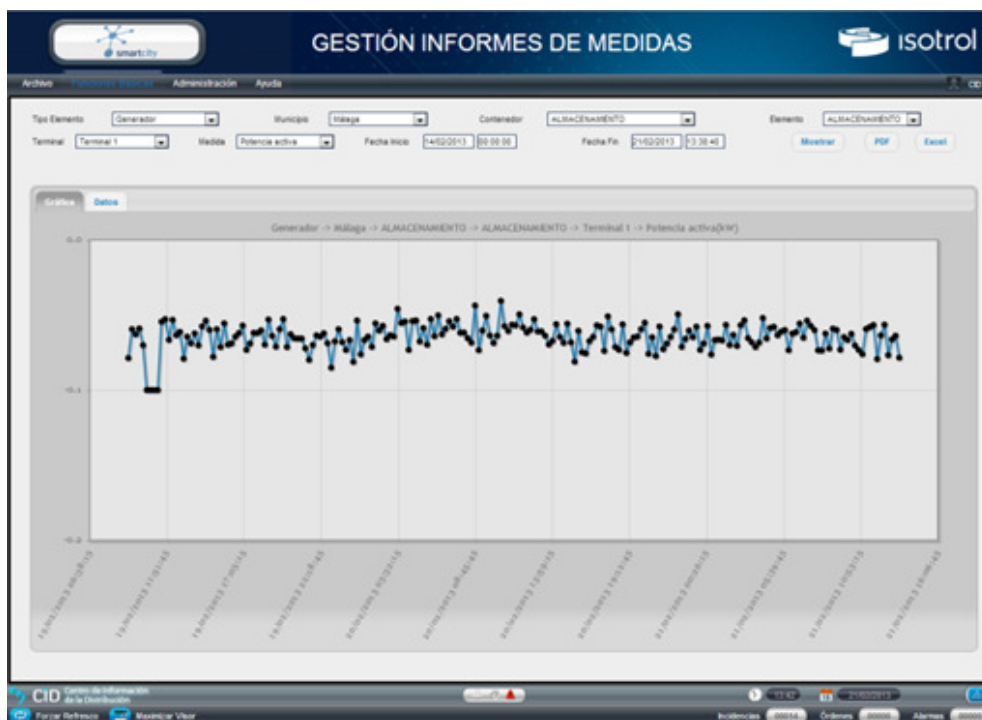


Fig. 59. Monitorización de la red de BT (ejemplo de curva de potencia)

Las ventajas de la supervisión en BT son:

- Medida de potencia y energía total por cada cuadro de BT, Fig.59.
- Intensidad y perfil de carga por cada línea de salida de BT.
- Estimación de potencia y energía por cada línea de BT.
- Detección de fusible fundido de cada línea de BT.
- Sensores autoalimentados, Fig.60.

Todos estos datos nos pueden permitir hacer análisis hasta ahora imposibles de realizar como son:

- Análisis de potencia reactiva en la red de distribución en MT y BT.
- Detección de desfases y problemas en la red, con ayuda de la telegestión.
- Mantenimiento predictivo, detección/gestión de incidencias.
- Análisis y propuesta de mejoras en la Operación, estado cero de la red.
- Análisis del sistema de indicadores KPIs para las distintas tecnologías de Smart Grids.



Fig. 60. Sensores de línea de BT

Resumiendo, disponer de esta información en tiempo real significa poder monitorizar en cada momento la red eléctrica de media y baja tensión, por lo que es posible disponer de datos para la operación a este nivel de tensión, gestionar incidencias con mayor eficiencia y, aún más importante, implementar algoritmos y procedimientos que permitan la previsión y prevención de incidencias u otras situaciones críticas.



Fig. 61. Automatización de la red MT.

4.1.5 Integración de generación y almacenamiento.

En el proyecto Smartcity Málaga se han integrado distintas unidades de generación distribuida en la red de distribución de la zona, siendo esta una de las aportaciones principales de la Smart Grid a la red de distribución. Además, se ha integrado toda la generación fotovoltaica ya existente en la zona, situada en tejados de edificios públicos, propiedad de la Agencia Municipal de la Energía, sumando más de 300kW. También se incluyó en la Smart Grid los 10MW cogenerados en la EDAR del Guadalhorce. Ver Fig.62.

Se instalaron también 9 luminarias con 680W de generación eólica, 10 luminarias con 95W de generación fotovoltaica y un generador eólico de 4 kW, todo ello integrado en la gestión de la microgrid del Paseo Marítimo Antonio Banderas [98] [99].

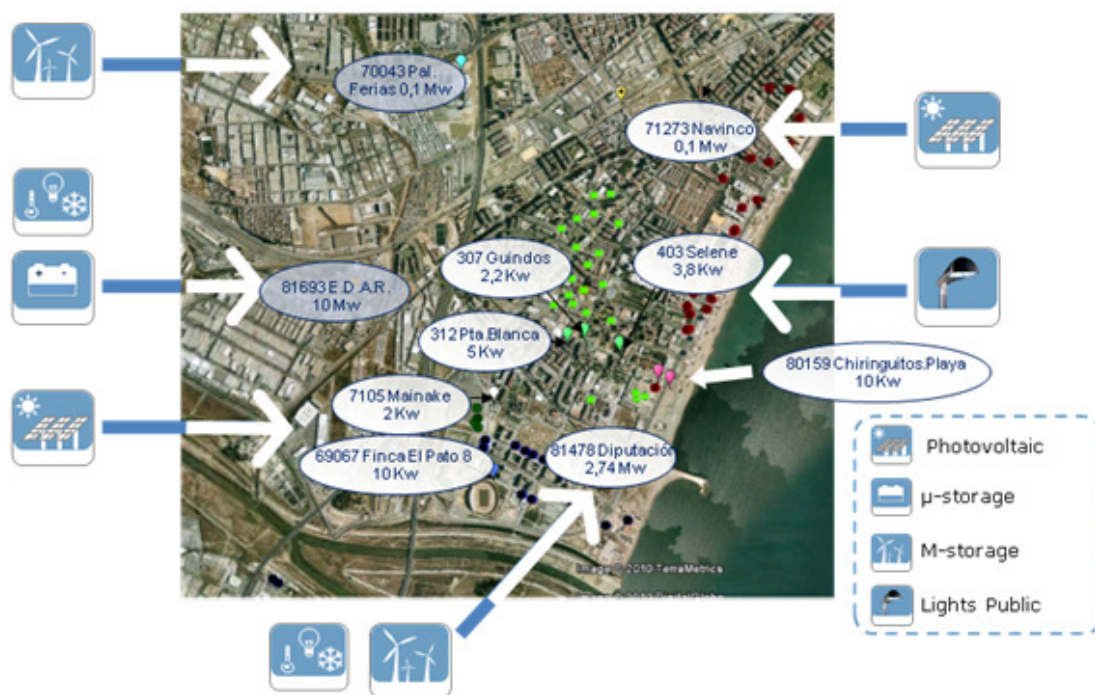


Fig. 62. Generación Distribuida renovable integrada en la Smart Grid de Málaga.

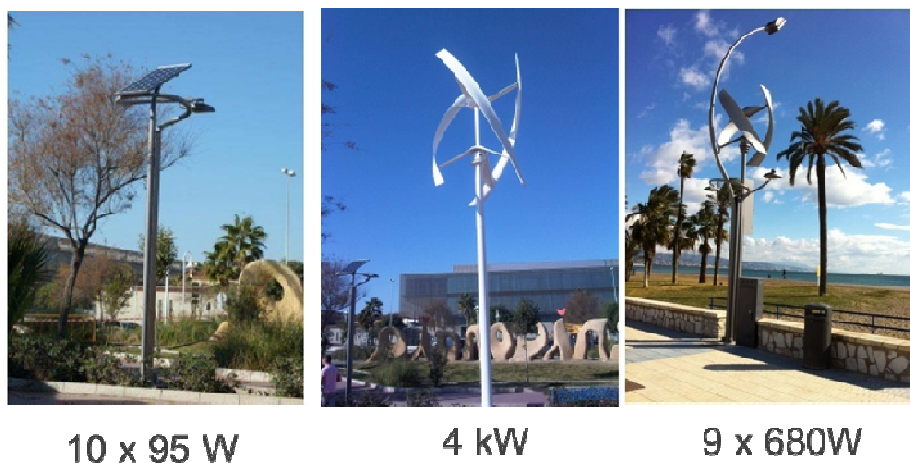


Fig. 63. Microgeneración instalada en Málaga

En este aspecto, uno de los principales productos aportados por el proyecto es la gestión e integración de estos recursos, en concreto, los algoritmos desarrollados e implementados [100] [101] [102].

Tal como se describe anteriormente, la arquitectura de control implementada en Smartcity Málaga [103] contempla una estructura jerárquica, distribuida y autónoma, como se representa en la Fig.64.

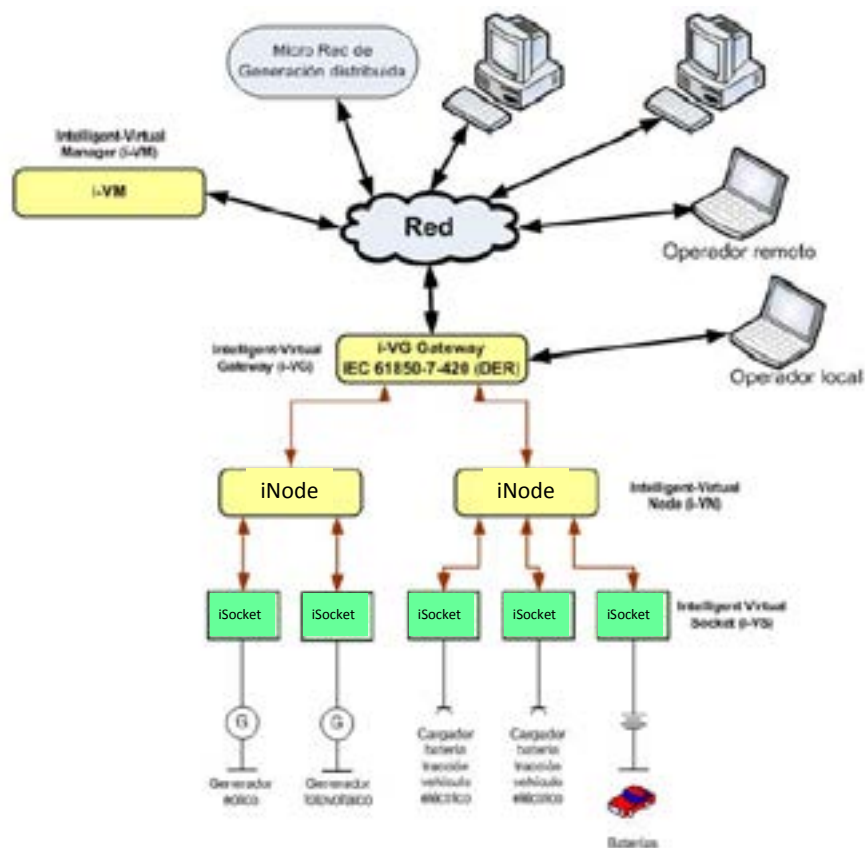


Fig. 64. Esquema de arquitectura de control

Los elementos base de control son los *iNodes* e *iSockets*, Anexo1. Los *iNodes* realizan tareas de gestión global de la microred mientras que los *iSockets* controlan una determinada fuente de generación, almacenamiento o carga.

Los elementos del tipo *iSocket* siguen las órdenes y directrices de los *iNodes* situados aguas arriba y reportan toda la información local al nivel superior para el correcto funcionamiento del sistema.

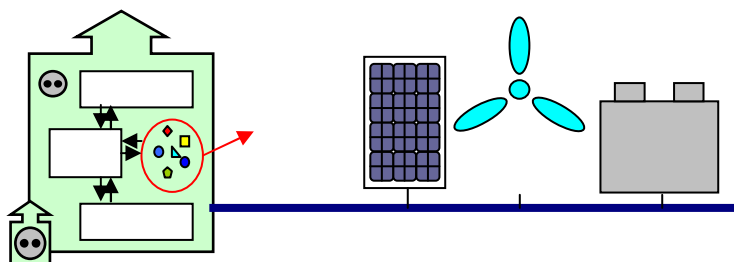


Fig. 65. Control de microrredes

Los *iSockets* comunican con los equipos de potencia¹²² y mantienen un modelo software de los equipos conectados. Por otro lado; todos los *iSockets* eléctricamente conectados al mismo *iNode* (típicamente en un CT) comunican con este con el fin de ser coordinados. A su vez, los elementos *iNodes* comunican con todos los *iSockets* que están eléctricamente conectados con el CT correspondiente y actúa como coordinador. Al mismo tiempo, todos los *iNodes* construyen un modelo sintético que representa todo lo que tienen conectado mostrándose hacia los niveles superiores como un *iSocket* más, sólo que en este caso, no controla un equipo de potencia específico sino que controla una microrred de BT [104].

El algoritmo de gestión de generación distribuida está basado en el control independiente de potencia activa y reactiva, y consiste en regulación secundaria y terciaria de la microrred. Se han implementado dos modos de funcionamiento:

Modo centralizado: El *iNode* lee información de todos los *iSockets* que gestiona, recibe consignas de la compañía y envía las correspondientes salidas de potencia activa y reactiva F_p y F_Q a todos los *iSockets*, los cuales envían a los convertidores de potencia bajo su control las consignas correspondientes. La Fig.66 muestra esquemáticamente esta estructura.

El *iNode*, responsable del control de la microrred, gestiona el flujo de potencia activa y reactiva de la microrred. Como se observa en la Fig.66, las entradas del algoritmo de control del *iNode* son las siguientes:

¹²² Típicamente conectados a la red a través de convertidores de potencia.

- Valores de P y Q objetivo de la compañía distribuidora (P^* y Q^* en la Fig.66).
- Valores de P y Q reales de la microred, medidos o proporcionados por los respectivos *iSockets*.
- Precio de la energía (" e " en la Fig.66), proporcionado por la compañía.

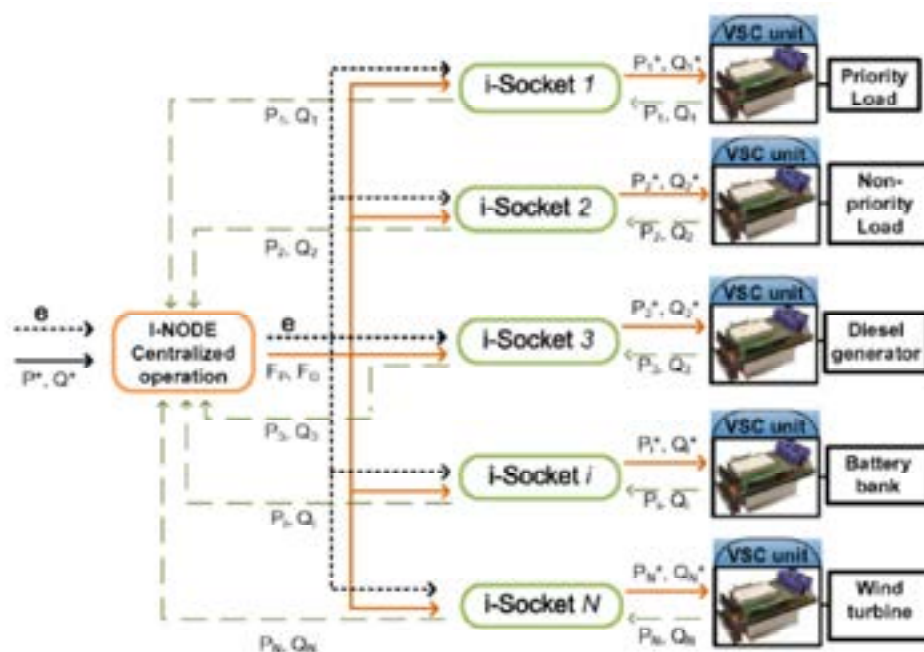


Fig. 66. Esquema de control en modo centralizado

A partir de las entradas definidas y la ejecución del algoritmo de control (Fig.67), el *iNode* proporciona como salidas las siguientes consignas:

- Potencia activa, F_p en la Fig.66, siendo $-100 \leq F_p \leq 100$
- Potencia reactiva, F_Q en la Fig.66, siendo $-100 \leq F_Q \leq 100$

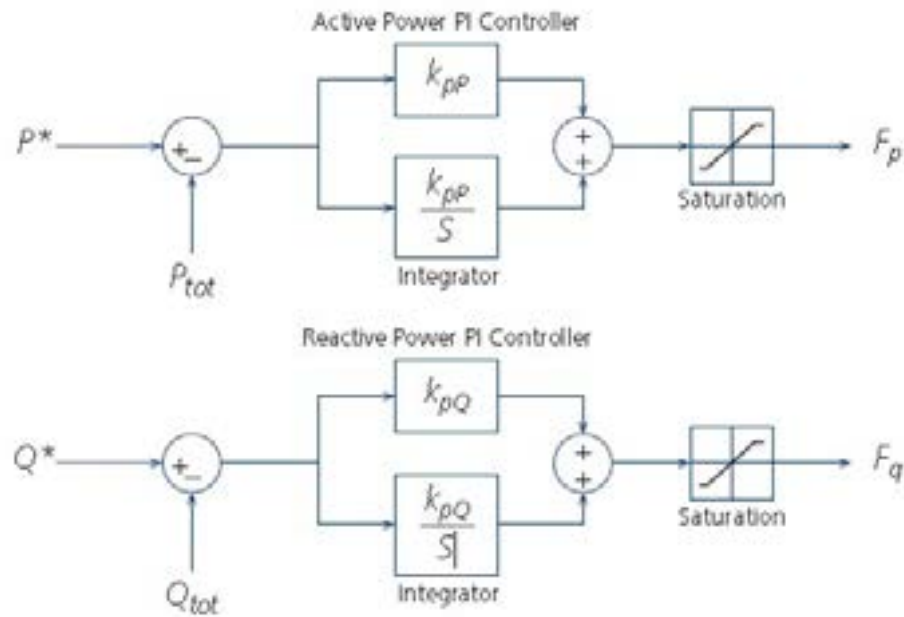


Fig. 67. Control del iNode

Cada *iSocket* recibe dichas señales, F_p y F_q , a partir de las cuales calcula los valores de P y Q a ajustar en el convertidor de potencia que gobierna. Los algoritmos implementados en los *iSockets* tienen en cuenta también variables como el precio de la energía y son específicos para cada tipo de elemento que controlan: carga, generador o unidad de almacenamiento de energía.

Modo descentralizado (distribuido): En este caso, los *iSockets* disponen de mayor autonomía, no dependiendo de los *iNodes*. Como se observa en la Fig.68, no se informa al *iNode* de las variables P y Q de cada convertidor, siendo cada *iSocket* el encargado de gestionar dicha información.

Los *iSockets* calculan sus variables de operación (P y Q) localmente, de acuerdo a ecuaciones equivalentes a las utilizadas en el modo centralizado, de modo que la microred es capaz de responder ante variaciones de precio de la energía conectando más fuentes de generación, desconectando cargas no críticas y exportando energía disponible en los sistemas de almacenamiento. En caso de reducción de los precios, el algoritmo de la microred actúa ordenando el almacenamiento de energía, desconectando los generadores de mayor coste y conectando cargas.

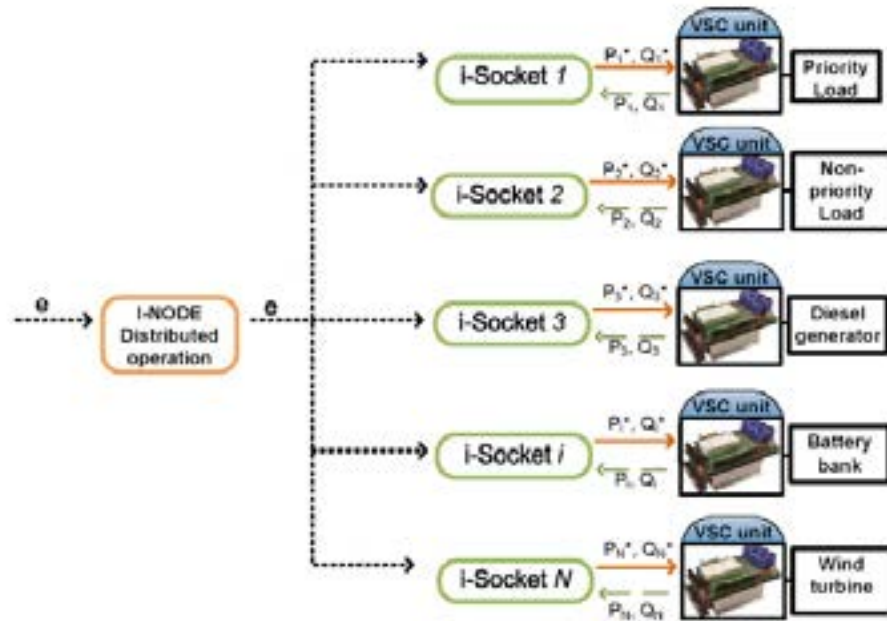


Fig. 68. Esquema de control en modo distribuido.

Para el funcionamiento de los algoritmos implementados es imprescindible el intercambio de información entre todos los elementos implicados, por lo tanto, sus comunicaciones son fundamentales. La comunicación de los *iSockets* con los convertidores de potencia se basa en protocolo propietario, mientras que la comunicación entre el *iNode* y los diferentes *iSockets* se ha implementado en base al estándar IEC 61850. El intercambio de datos entre estos controladores se monitoriza a través de un SCADA¹²³ IEC 61850. La Fig.69 muestra el display gráfico que visualiza el operador [105] [106] [107].

¹²³ Supervisory Control And Data Acquisition.

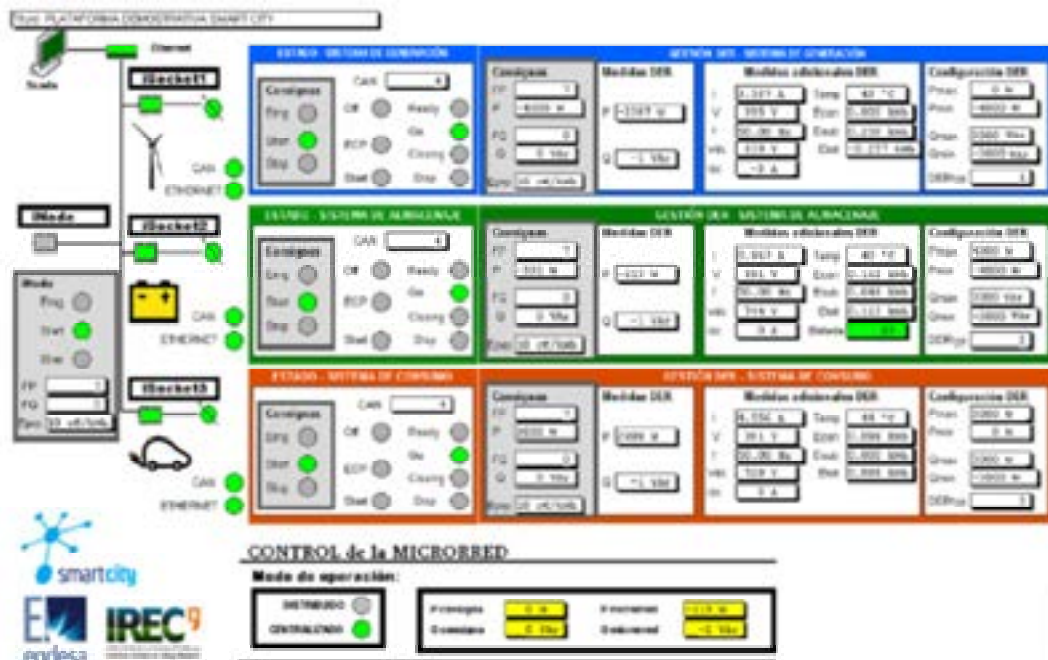


Fig. 69. SCADA IEC 61850 de la microred

Sistemas de almacenamiento de energía

Como producto asociado al almacenamiento de energía en MT cabe destacar en el proyecto el diseño e instalación del sistema conectado en el CT del Palacio de Ferias y Congresos de Málaga, que nos ha servido para testar esta tecnología.

Se han utilizado baterías recargables de tipo litio-ion, formadas por ánodos de carbón y cátodos de polvo de fosfato de magnesio, hierro y litio, obtenidos por un proceso de reducción térmica. El proceso utilizado permite mejorar la eficiencia del proceso químico, reduciendo el coste. Asimismo, el proceso confiere al polvo catódico unas excelentes propiedades de duración, conductividad y facilidad de procesado.

Las baterías están formadas por celdas cilíndricas con una tensión nominal de 3,2 V que se unen entre sí para formar bloques por medio de placas metálicas de conexión de los electrodos positivos y negativos, que quedan conectados en paralelo. La unión se realiza colocando las celdas en paralelo, aumentando la energía por bloque, mediante conexión en serie. La tensión del módulo de batería resulta de la suma de las tensiones de los bloques conectados en serie; así la tensión nominal de las baterías utilizadas es de 12,8V, y comprendido entre 10 V y 14,6 V, en función del estado de carga. La energía de cada módulo es de 1,766 kWh.

El conjunto total de baterías instaladas está formado por 60 módulos, conectados en dos series de 30 módulos de 12,8 V y 138 Ah. Con esto se consigue una tensión de 384 V, con una intensidad de 276 Ah, almacenando 106 kWh en el total del conjunto. Esta energía puede descargarse en una hora, dando los valores de intensidad nominales, o en media hora dando valores de aproximadamente el doble de los nominales.

Cada módulo de batería dispone de un equipo de monitorización que se comunica, vía RS-485¹²⁴, con el sistema central de control de la batería (*U-BMS* por sus siglas en inglés). Esta

¹²⁴ Es un estándar de comunicaciones en bus de la capa física del Modelo OSI. Está definido como un sistema en bus de transmisión multipunto diferencial, es ideal para transmitir a altas velocidades sobre largas distancias (35 Mbit/s hasta 10 metros y 100 kbit/s en 1200 metros) y a través de canales ruidosos, ya que reduce los ruidos que aparecen en los voltajes producidos en la línea de transmisión.

monitorización incluye temperatura, tensión, corriente y estado de carga, además de otras alarmas multinivel. Cada sistema de control es capaz de comunicarse con hasta 100 módulos de batería. El *U-BMS* se comunica por un CAN¹²⁵ bus con los equipos de comunicaciones del sistema de control central de la instalación, pudiendo mandar señales de estado y alarma, y recibiendo ordenes, y también dispone de cuatro salidas para control de contactores o elementos equivalentes de protección de las baterías.

Además, este elemento puede funcionar también en modo aislado, sin comunicaciones, actuando como equipo de control único de las baterías, guardando las alarmas y estados en un *data logger* para ser descargadas por un operador.

La conexión de las baterías a la red se realiza a través de un convertidor de potencia, que por un lado se encarga de rectificar la corriente alterna para pasarla a continua con la que alimentar las baterías y, por otro lado, actúa como inversor para convertir la corriente continua que proporcionan las baterías en corriente alterna para ser volcada a la red de distribución [108] [109]. El convertidor utilizado está formado por un puente trifásico de rectificación, un puente trifásico de inversión, un filtro de continua y un módulo de control y comunicaciones. Además, este equipo dispone de un convertidor continua/continua, para que las tensiones de electrónica y baterías sean compatibles. Ambos puentes rectificadores tienen como elemento de corte transistores de tipo IGBT¹²⁶, que se disparan con drivers de fibra óptica.

El equipo de control del sistema de almacenamiento está formado por un autómata equipado con las siguientes tarjetas:

- CPU¹²⁷ con dos puertos Ethernet. El primero de ellos para comunicarse vía Modbus TCP¹²⁸ con cualquier otro elemento de control del sistema, y el segundo (VPN¹²⁹) se utiliza para comunicarse vía Internet con el autómata y poder activar y desactivar el sistema, obtener informaciones de su estado, cambiar el modo de funcionamiento y, en general, cualquier otra acción que pueda ser realizada de forma remota.
- Tarjeta de comunicaciones con dos puertos CAN para comunicación con el equipo de gestión de las baterías.

¹²⁵ Controller Area Network.

¹²⁶ Insulated Gate Bipolar Transistor

¹²⁷ Central Processing Unit.

¹²⁸ Transmission Control Protocol

¹²⁹ Virtual Private Network.

- Tarjeta con tres puertos RS-232/RS-485 para comunicaciones con el relé electrónico de protección.
- Tarjeta de comunicaciones Profibus-DP para comunicaciones con los elementos de la electrónica de potencia.
- Tarjeta de entradas digitales para recibir señales de tipo todo/nada provenientes de equipos auxiliares, como pueden ser alarmas de celdas, climatizadores, ventiladores, armarios de potencia, entre otros.
- Tarjetas de salidas digitales de relés para enviar señales de tipo todo/nada a los equipos auxiliares.
- Fuente de alimentación de entrada a 230 V CA.

Las comunicaciones de las señales del autómatas se pueden hacer por la red telefónica convencional de comunicación de datos, usando protocolos TCP/IP, por un sistema de respaldo por telefonía inalámbrica, para el caso de que falle la conexión telefónica por cable, o bien por medio de Power Line Communications (PLC), utilizando el cableado de energía como soporte para las comunicaciones.

La Fig.70 muestra de forma esquemática, y sobre una imagen de la planta del edificio, la instalación realizada en el CT del Palacio de Ferias y Congresos de Málaga.

En la Fig.71 se observa esquemáticamente el esquema de comunicaciones implementado.

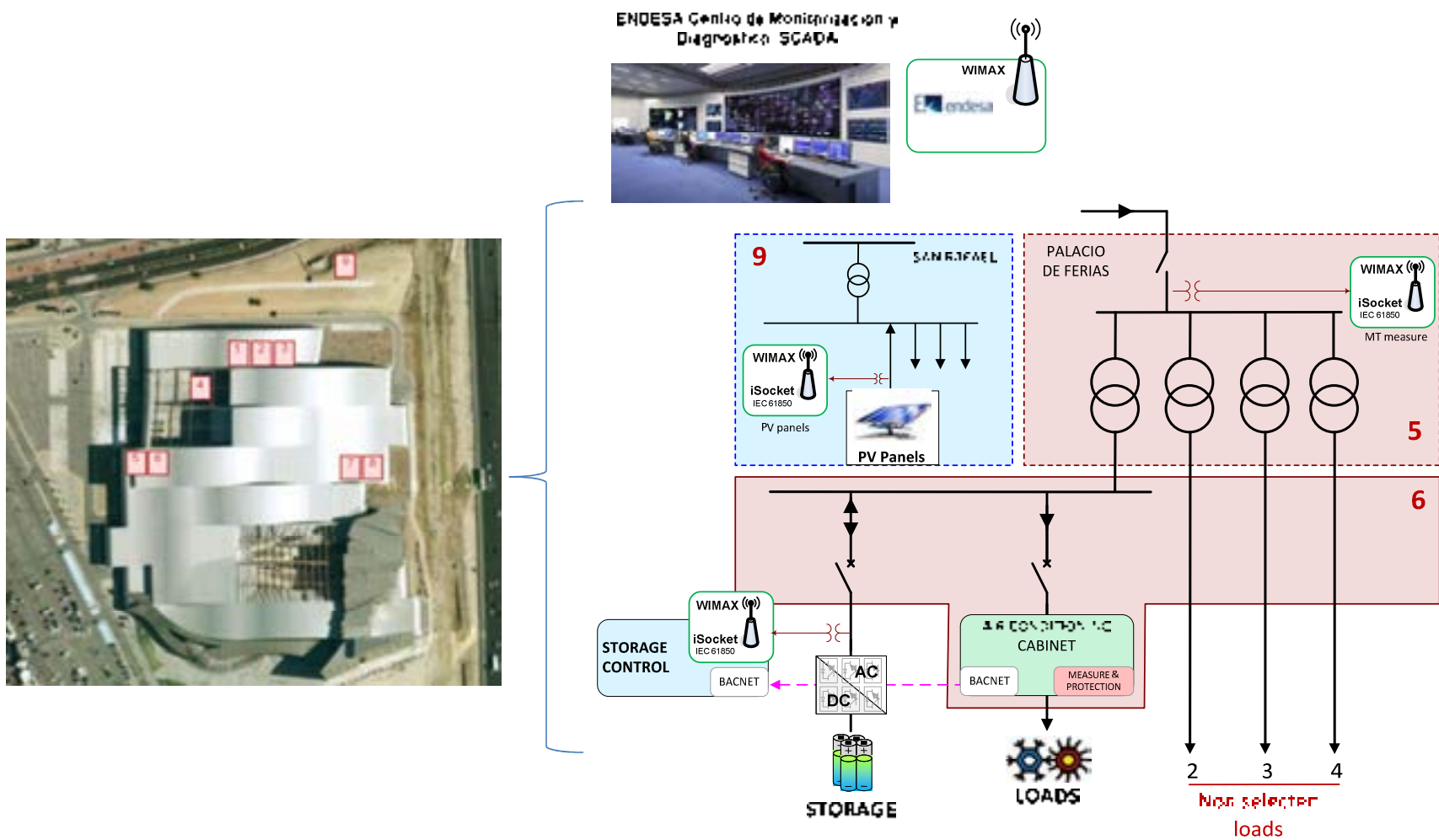


Fig. 70. Instalación de mini-almacenamiento en CT del Palacio de Ferias y Congresos.

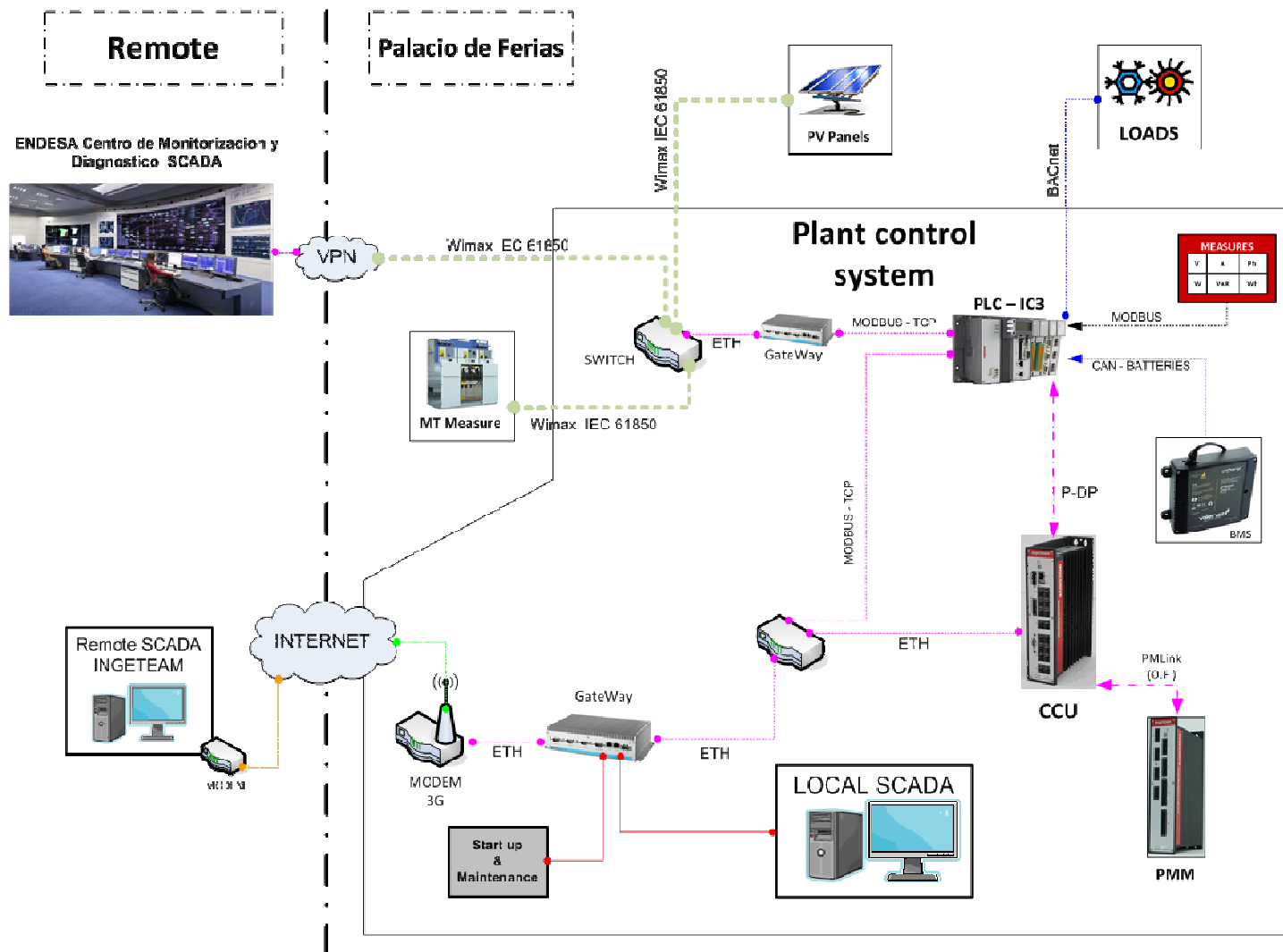


Fig. 71. Mini-almacenamiento en CT del Palacio de Ferias y Congresos. Diagrama de comunicaciones

Sistema de almacenamiento baja tensión

En el campo del almacenamiento distribuido, uno de los principales productos desarrollados y testados en el proyecto en Málaga es un sistema de almacenamiento doméstico bidireccional instalado en una microgrid del Paseo Marítimo Antonio Banderas.

El propósito del sistema es el aplanamiento de la curva de demanda y la reducción de los picos de consumo que pueden darse en las viviendas de la zona o en el alumbrado público, con posibilidad de control de potencia reactiva.

Se han definido los siguientes modos de funcionamiento para este sistema:

- **Modo 1:** Las cargas y descargas del equipo se controlan con un programador horario, dependiendo del estado de carga de la batería:
 - La batería se cargará en horario nocturno, lo que permitirá aumentar la curva de demanda en estas horas y se descargará en horario de máxima demanda de las viviendas. La carga se realizará a corriente constante y con una razón de carga baja¹³⁰ a fin de obtener una mayor eficiencia al final de este proceso.
 - El estado de carga/descarga dependerá del estado de carga de la batería.
 - La batería nunca se cargará en horas de máxima demanda.
 - Se programará, cuando se inicie el periodo de carga, para que la batería se encuentre en situación de mínima tensión. Para ello, si la energía almacenada en la batería es superior a un determinado valor mínimo, la batería aportará energía aunque la potencia consumida no alcance el valor máximo prefijado, dependiendo de la hora del día. Con este comportamiento se garantizará que la profundidad de la descarga sea siempre la máxima que permita salvaguardar la vida útil de la batería a la vez que se consigue la máxima eficiencia energética.
- **Modo 2:** Al igual que en el modo 1, el sistema se cargará por la noche, en las horas de menor demanda y durante el día entregará potencia constante, salvo que el maxímetro instalado en la vivienda detecte un aumento de consumo. Cuando la potencia consumida supera un determinado umbral, el sistema de almacenamiento doméstico se activa, si no lo estaba ya, para compensar el exceso de energía que se esté consumiendo. Así, mientras la energía almacenada y la potencia del equipo lo

¹³⁰ La recomendada por el fabricante para aplicaciones cíclicas.

permitan, se puede consumir sin problema más energía de la contratada, recortando los picos de consumo que se exigen de la red. Además, tras responder a un pico de consumo en la vivienda, el sistema replanifica la energía restante en la batería para atender a la programación horaria fijada.

- **Modo 3:** Control remoto de un gestor externo. Utilizando un bus de campo estándar, pueden comunicarse uno o varios sistemas de almacenamiento doméstico con un equipo que gestione la operación de todos ellos. De esta forma, la compensación de los picos de consumo no sólo se puede hacer a nivel de vivienda, sino también entre distintas viviendas. Por otra parte, las medidas instantáneas de los consumos medidos en la vivienda, el punto de operación del SAD¹³¹ y el estado de carga de las baterías, son accesibles mediante este mismo bus de campo.

Para alcanzar los objetivos y modos de funcionamiento descritos, las principales características de este producto son las siguientes:

- Se trata de un sistema de almacenamiento bidireccional, es decir, permite la carga y descarga a través del mismo equipo.
- La conexión del sistema se realiza a la red monofásica de la vivienda como un electrodoméstico más, mediante un enchufe schuko convencional de 16 A (red de 230V rms y 50 Hz).
- El sistema utiliza baterías electroquímicas con el objetivo de aplanar la curva de demanda y reducir los picos de potencia entregados a la vivienda.
- La potencia máxima que el sistema es capaz de absorber o entregar a la red es de 2 kW, medidos en la toma de conexión a la red.
- El sistema de control ajusta la potencia absorbida o entregada según los modos de operación previstos. El sistema cuenta con una interfaz hombre-máquina sencilla con el fin de que el usuario pueda programar los parámetros de funcionamiento. Asimismo, el sistema está provisto de una interfaz de comunicación que permite la conexión con el maxímetro instalado en el cuadro de la vivienda (esta comunicación con el maxímetro se realiza de forma inalámbrica, y teniendo en cuenta que deben coexistir varios equipos en un mismo *espacio radio-eléctrico*).
- El funcionamiento óptimo de la batería condiciona el funcionamiento del sistema. Es decir, si en un momento dado se requiere del sistema una determinada acción que es

¹³¹ Sistema de Almacenamiento Doméstico.

perjudicial para la batería, se limitará dicha acción a fin de prolongar los ciclos de vida de la misma.

- Uno de los requisitos “no funcionales” definidos para este equipo, consiste en un funcionamiento lo más silencioso posible. Teniendo en cuenta que el almacenamiento de energía en las baterías está previsto realizarlo en horario nocturno, es deseable que dicho aparato no emita sonidos provenientes de la conmutación de la electrónica de potencia o de la conmutación de elementos mecánicos.
- En el diseño térmico del equipo se ha procurado que el ventilador prácticamente no se encienda, especialmente por la noche. Para ello, se ha escogido un disipador térmico que permite la refrigeración de la electrónica mediante convección natural y radiación. El ventilador está, por tanto, únicamente como contingencia, y sólo se enciende en casos de operación con excesiva potencia durante intervalos prolongados, lo que rara vez ocurre por la noche.
- Para evitar la conmutación de los elementos electromecánicos, el sistema en reposo queda en “stand-by”. Para reducir las pérdidas en este estado se ha utilizado un transformador toroidal de muy baja reluctancia y, por tanto, de bajas pérdidas. Y con el fin de mejorar su estabilidad, se ha implementado un algoritmo de compensación dinámica de desequilibrios en el ciclo de histéresis.

Para que tampoco afecte a su seguridad, se han tenido en cuenta los siguientes criterios:

- La tensión nominal de las baterías se ha limitado a la considerada como muy baja tensión en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Se ha incluido un aislamiento galvánico respecto de la red eléctrica de las partes de corriente continua.
- Se han incorporado todas las protecciones anti-isla que prevén el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión: sobre y subtensión de red, así como sobre subfrecuencia de red. De esta forma, el equipo se desconecta de la red eléctrica tan pronto como detecta que no hay conexión a la red de suministro eléctrico, por ejemplo si, por mantenimiento, se ha abierto el interruptor general de la vivienda.

Por lo tanto, el SAD es un equipo idóneo para utilizar en el interior de una vivienda, siendo seguro incluso en situaciones excepcionales, como las inundaciones.

La Fig.72 muestra una fotografía del producto desarrollado.



Fig. 72. SAD desarrollado

Las prestaciones que permite el equipo se resumen en la Tabla 14.

Conexión a red	
Tensión nominal de red	230 V
Frecuencia nominal de red	50 Hz
Corriente máxima de fase	8,7 A rms
Potencia activa máxima	2.000 W
Potencia reactiva máxima	2.000 var
Potencia aparente máxima	2.000 VA
Conexión a baterías	
Tensión nominal de baterías	48 V
Corriente máxima de carga/descarga	50 A

Tabla 14. Características del SAD desarrollado

Incluye un algoritmo BMS para la gestión de cargas y descargas, y estimación del SOC¹³² para distintas tecnologías como NiCd e Ion-Litio.

En caso de alcanzar el límite de potencia aparente, el sistema de control prioriza el seguimiento de la consigna de potencia activa frente a la de reactiva. Además, implementa otras limitaciones para garantizar la integridad del sistema:

- Limitación de la potencia de carga y descarga de las baterías para no superar los límites de tensión, de corriente o térmicos de las mismas.
- Reducción automática de la potencia activa y reactiva entregada en caso de detección de efecto Ferranti en la red. Permite la conexión a redes débiles sin generar problemas de sobretensión en la red

Protecciones

- Sobrecorriente en la conexión a la red eléctrica.
- Sobrecorriente en la conexión a baterías.
- Sobretensión en el bus de continua.
- Sobretensión en las baterías.
- Subtensión en las baterías.
- Sobretemperatura en la EP¹³³.
- Sobretemperatura en la batería.
- Cortocircuito en la conexión a baterías.
- Cortocircuito en la conexión a la red eléctrica.
- Cortocircuito y de saturación en la EP.
- Sobretensión en la red eléctrica.
- Subtensión en la red eléctrica.
- Sobrefrecuencia en la red eléctrica.
- Subfrecuencia en la red eléctrica.

¹³² State Of Charge

¹³³ Electrónica de Potencia.

- Funcionamiento en isla.
- Protección frente a fallos en el control (watchdog).
- Protección por exceso de pérdidas.
- Protección frente a defectos de alimentación en el control y en los drivers de la EP.

Comunicaciones

- Comunicación inalámbrica (433 MHz) con el maxímetro.
- Gestión completa del equipo mediante Modbus RTU¹³⁴ sobre RS-485.
- Posibilidad de conexión a sistema SCADA para supervisión, control, estadísticas y datos históricos.

El esquema de conexión del SAD en el interior de la vivienda es el mostrado en la Fig.73:

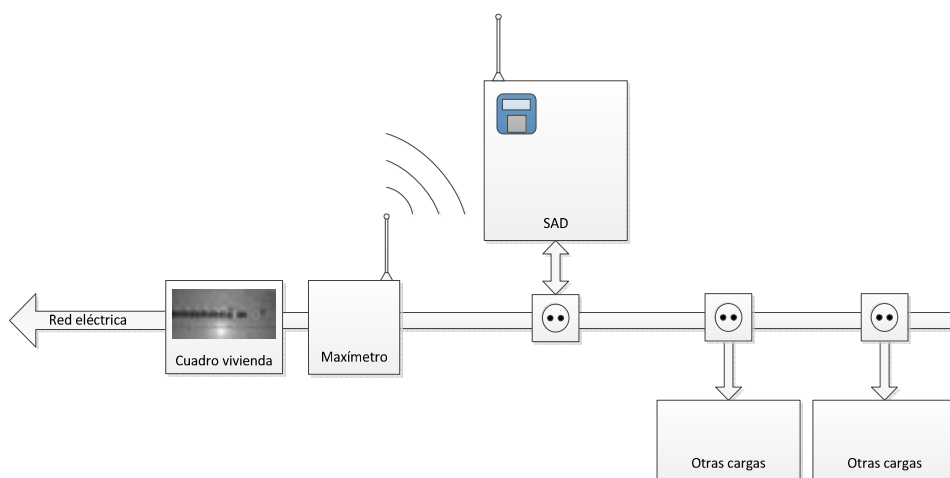


Fig. 73. Conexión del SAD

¹³⁴ Remote Terminal Unit.

El maxímetro monitoriza el consumo eléctrico que hay en la propia vivienda y se lo envía de forma inalámbrica al equipo de almacenamiento. Éste, en función del modo de operación elegido, del estado actual y de las consignas recibidas desde el exterior, decide cuánta potencia debe entregar o absorber, tanto de activa como de reactiva.

Además, la medida de potencia activa realizada por el maxímetro, así como todas las magnitudes medidas por el equipo de almacenamiento son accesibles de forma remota a través de un bus de campo de tipo Modbus RTU sobre RS-485 de dos hilos. En este bus de campo se pueden interconectar hasta 31 dispositivos a controlar en una línea con una longitud máxima teórica de 1.200 metros.

Dado que las baterías operan en corriente continua y la red eléctrica funciona en alterna, se ha desarrollado una topología de electrónica de potencia para convertir la energía entre ambas fuentes, posibilitando la operación del modo de carga y descarga de la batería, y considerando las particularidades del sistema (como la conexión monofásica). La topología implementada es una cascada de dos convertidores, cuyo esquema se muestra en la Fig.74.

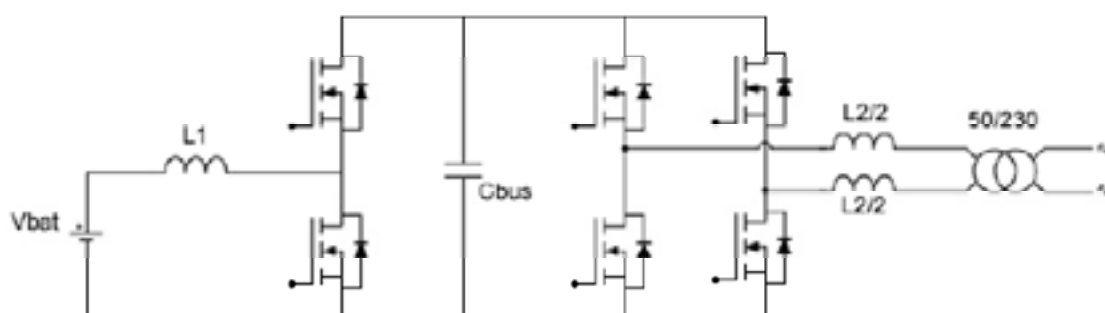


Fig. 74. Convertidor de potencia del SAD

El diseño y la fabricación de las tarjetas electrónicas necesarias para este producto se han realizado íntegramente por parte de CIRCE¹³⁵; desde las especificaciones concretas de cada tarjeta, su diseño del esquema y posterior *routeado*, hasta la obtención de la placa física debidamente fresada, aislada, soldada y comprobada.

Para la conexión del convertidor con el *iSocket* correspondiente, se ha incluido una interfaz de tipo Modbus sobre línea serie RS-485 de dos hilos. El mapa de registros del bus ha sido impuesto por el *iSocket* para garantizar su compatibilidad. Utilizando las variables compartidas con el *iSocket*, el sistema tiene la posibilidad de modificar la potencia reactiva que absorbe o entrega el convertidor a la red.

El control del sistema se estructura en varios bloques funcionales intercomunicados por señales, que dividen el problema global en problemas más sencillos para poder abordarlos individualmente. Esta metodología se conoce como *top-down*¹³⁶ y es muy habitual para resolver problemas de diseño complejos. La Fig.75 muestra la estructura global del control con la partición realizada en subsistemas y la comunicación entre ellos.

¹³⁵ Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos.

¹³⁶ Diseño descendente.

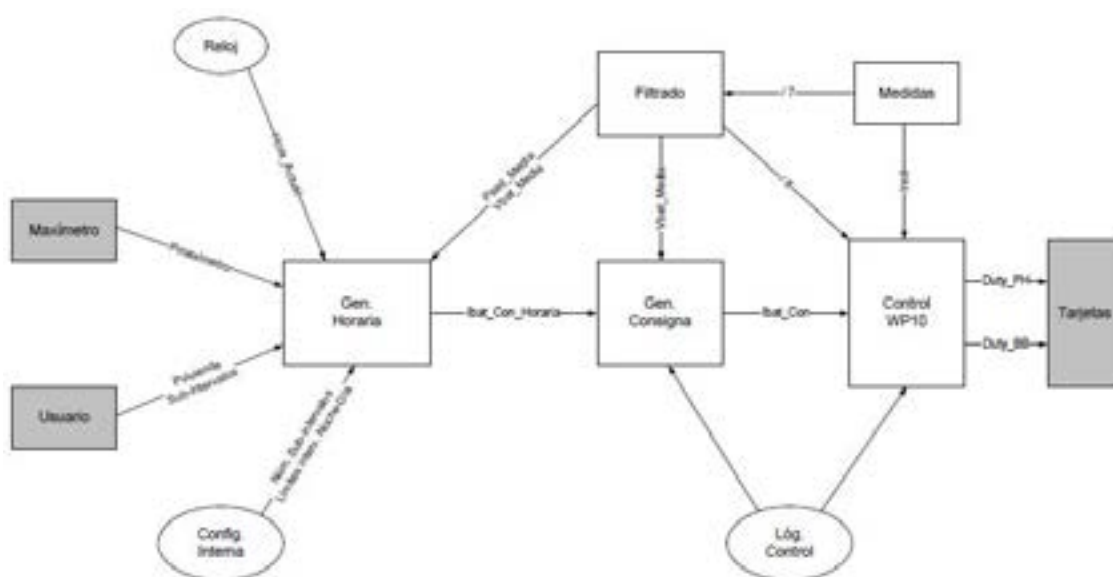


Fig. 75. Estructura de control implementada

4.1.6 Eficiencia Energética y Gestión Activa de la Demanda.

Se describen a continuación los principales productos desarrollados y testados en el proyecto Smartcity Málaga, en el ámbito de la gestión eficiente de la demanda. Estos productos hacen posible ofrecer los nuevos servicios de gestión activa de la demanda explicados anteriormente.

Aplicaciones para pymes.

Los principales productos orientados a pymes que se decidieron probar son los siguientes:

DANCA. Este producto, orientado a la mejora de la eficiencia energética en pymes, es un sistema de eficiencia energética que permite la monitorización y supervisión de consumos eléctricos (potencia activa y reactiva), así como las emisiones de CO₂, de hasta 6 circuitos monofásicos o 2 trifásicos independientes por equipo, en tiempo real y sin coste de transmisión de datos.

DANCA dispone de una plataforma SaaS¹³⁷ propia con la que se estudia pormenorizadamente e individualmente la evolución energética del cliente. Permite al cliente visualizar los datos medidos a través de PC¹³⁸, TV¹³⁹ o Smartphone. La Fig.76 muestra la filosofía y estructura del producto.

La información sobre los consumos se captura mediante transformadores de intensidad conectados a los circuitos correspondientes y al Gateway-DANCA. El Gateway envía los datos a Internet para su tratamiento a través de un router vía Wi-Fi o mediante una conexión Ethernet. Finalmente, desde cualquier punto de acceso a Internet se puede consultar los datos de la instalación en el portal web.

En el proyecto Smartcity Málaga este producto se he instalado en una muestra inicial de 3 pymes.

¹³⁷ Software as a Service.

¹³⁸ Personal Computer.

¹³⁹ Televisión.



Fig. 76. Estructura del sistema DANCA.

ENEFGY ha desarrollado en Smartcity Málaga un sistema compuesto por un registrador de consumos cuarto-horario y una plataforma web, que permite conocer con detalle cuál es el estado de consumo energético y gasto asociado en cualquier momento y desde cualquier lugar con acceso a Internet. Ambos componentes se encuentran conectados a través de la red de telefonía móvil.

Las principales funcionalidades que ofrece son las siguientes:

- Monitorización del consumo de energía eléctrica global.
- Conocimiento del consumo eléctrico de cada circuito, ya sea trifásico o monofásico.
- Acceso a plataforma web en la que se puede consultar la curva de carga horaria.
- Posibilidad de realizar comparativas por fechas.
- Diagnóstico de posibles mejoras energéticas en la instalación.
- Programa de seguimiento semanal sobre consumos energéticos.

Este producto se ha instalado en 5 colaboradores pertenecientes al segmento de pymes.

La información sobre el consumo se obtiene mediante transformadores de intensidad conectados a los circuitos correspondientes y se almacenan en el equipo ENEFGY. Desde el

propio equipo, los datos se envían vía GPRS¹⁴⁰ hasta los servidores para su posterior tratamiento en la plataforma web de ENEFGY. Finalmente, desde cualquier punto de acceso a Internet, se pueden consultar los datos de la instalación en el portal web de ENEFGY.

Aplicaciones para edificios

La empresa Isotrol ha desarrollado en Smartcity Málaga el producto EUGENE. Se trata de un sistema integral de gestión de la energía en hogares, edificios y pymes, que permite conocer el consumo energético en cada instante y lugar, y configurar los diferentes elementos para controlar la cantidad de energía eléctrica que se consume.

Este sistema permite adaptar el consumo al uso que se realiza en el edificio y garantizar el confort y reducción del gasto en función de la configuración de acciones de forma automatizada, remota o manual. Asimismo, permite la monitorización de consumos para la aplicación de políticas energéticas y la implantación de la norma UNE EN 16001:2009¹⁴¹.

EUGENE es accesible desde múltiples plataformas, cuenta con interfaz web y permite la generación de informes de consumo energético.

¹⁴⁰ General Packet Radio Service.

¹⁴¹ Norma de Sistemas de gestión energética. Requisitos con orientación para su uso.

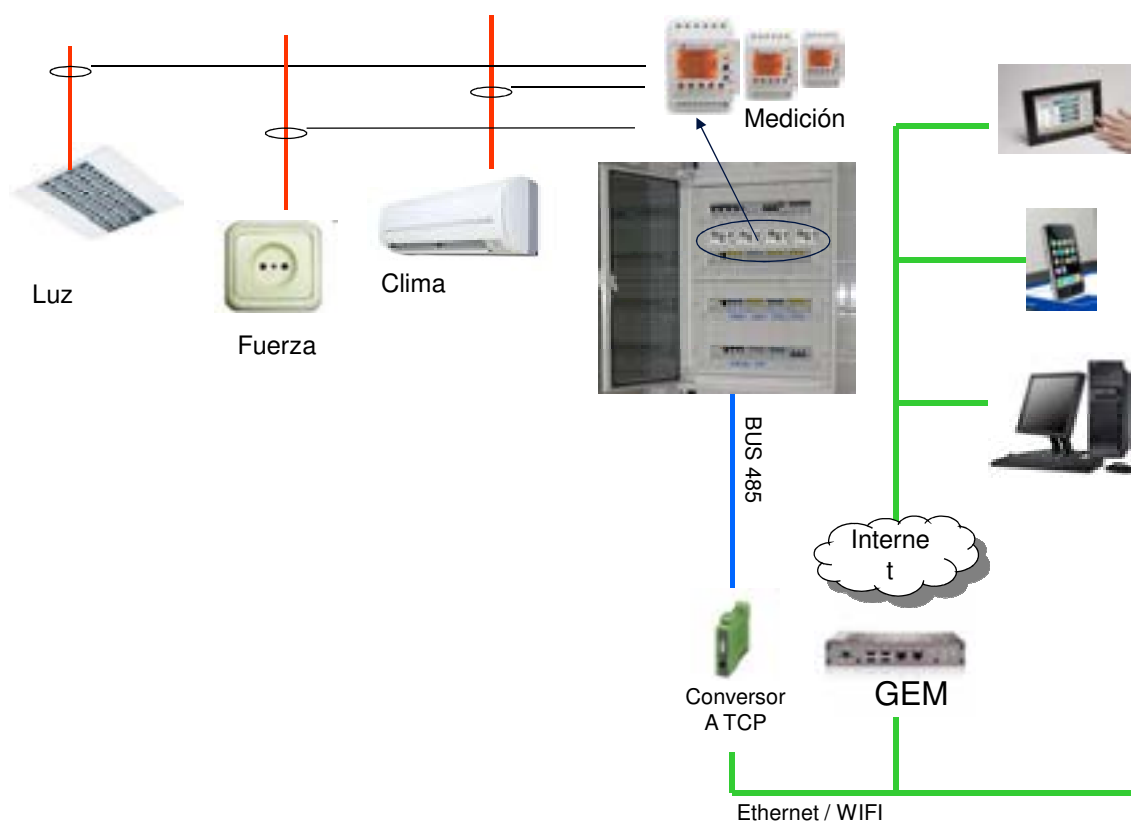


Fig. 77. Sistema EUGENE PROFESSIONAL.

Aplicaciones para viviendas

GREENWAVE. El sistema de eficiencia energética para viviendas desarrollado en Smartcity Málaga permite la supervisión de las aplicaciones y aparatos eléctricos que se activan mediante su sistema de gestión de la energía. Se ha instalado en 50 usuarios residenciales.

Las acciones que se pueden realizar son las siguientes:

- Conocimiento del consumo de la energía global, por habitación y por dispositivo, comparativa entre ellos por tipología o localización, y también con el consumo medio propio y de la región.
- Conocimiento de la huella de carbono propia y comparativa con la de la región.
- Gestión y programación de los dispositivos electrónicos por separado o en grupos.

La solución propuesta por *GreenWave* se compone de los siguientes elementos principales:

- *PowerNode*: es un adaptador inteligente de la toma de corriente que conecta sus dispositivos a las tomas de corriente y a su sistema de gestión de la energía eléctrica. Cuando se conectan los dispositivos a los *PowerNodes*, quedan a disposición del Portal de Energía a través de la conexión de la puerta de enlace, y así pueden ser gestionados. Se han desarrollado *PowerNodes* para un puerto o para seis puertos.
- *Gateway*: Puerta de enlace que se conecta al enrutador de la red. Se conecta de forma automática a los *PowerNodes* y actúa como interfaz para los dispositivos.
- *Portal de energía*: Sistema en línea que permite utilizar un navegador web o una aplicación de Smartphone compuesta por tres áreas: el visor de consumos generales (por tipología o habitación), la pantalla de control (información de consumos y actuación sobre los dispositivos) y la barra de herramientas de control inteligente (configuración y creación de modos de funcionamiento).

La Fig.78 muestra esquemáticamente este sistema. Los *PowerNodes* se conectan a Internet a través del Gateway vía Z-Wave y, a su vez, mediante una conexión Ethernet hasta el router. Desde cualquier punto de acceso a Internet se puede consultar el portal de energía, ya sea mediante un visor, una aplicación para Smartphone o el portal web. Los resultados conseguidos en eficiencia a nivel doméstico se explican en el apartado 5.3.



Fig. 78. Esquema del sistema GREENWAVE.

GNRGY. El producto desarrollado permite controlar a nivel doméstico, de forma inalámbrica, cargas conectadas a través de sobre-enchufes como el mostrado en la Fig.79.

El sistema admite gran flexibilidad de programación y actuación de cargas en función del precio horario de la electricidad, permitiendo la programación de encendido/apagado de cargas a través de PC o Smartphone.

La Fig.80 muestra un esquema de este sistema.



Fig. 79.Sobre-enchufe del sistema GNRGY.



Fig. 80.Esquema del sistema GNRGY.

EUGENE. El sistema EUGENE desarrollado por ISOTROL cuenta con la adaptación denominada EUGENE HOME, especialmente diseñado para usuarios sin conocimientos técnicos, ni especializados en energía o electricidad. Este sistema está orientado al sector doméstico y pymes (tiendas y pequeños negocios u oficinas).

Permite acceder al sistema a través de Internet o de teléfonos inteligentes, por lo que es posible conocer y controlar el consumo energético sin estar presente en la instalación.

Este sistema permite gestión activa de la demanda, SGAD.



Fig. 81. Sistema EUGENE HOME.

4.1.7 Vehículo Eléctrico.

En el proyecto desarrollado en Smartcity Málaga se cuenta con un sistema de gestión de la Smart Grid, capaz de gestionar perfectamente la carga de vehículos eléctricos. Cada punto de recarga se encuentra conectado eléctricamente a un Centro de Transformación que, en función del estado de la red, le permitirá cargar o no el vehículo, y le indica la forma de hacerlo. Esto puede realizarse gracias a la inteligencia dada a los iDevices, los iSockets e iNodes, los dispositivos de control y comunicación colocados respectivamente en el punto de carga y en el CT, de forma que el iNode, jerárquicamente superior, ordena sobre el iSocket, de acuerdo a las pautas del Sistema de Control de la Smart Grid. Este sistema controla y monitoriza toda la Smart Grid, ya que cada punto en que se genera energía o se almacena también cuenta con iSockets de forma que, tanto la demanda de energía como la generación, quedan completamente controlada.

En la Smart Grid:

- La demanda de energía de vehículos eléctricos deberá ser satisfecha, en un gran porcentaje, por la generación distribuida existente en la zona; hablo de una generación flexible y adaptable a las necesidades del sistema eléctrico en cada momento.
- El almacenamiento en BT se empleará en la reducción de la demanda del vehículo eléctrico o del alumbrado público durante el valle nocturno.
- El almacenamiento en MT, para contribuir a cubrir la demanda en los momentos más críticos de las puntas del mediodía y de la noche.
- La tecnología V2G, servirá para apoyar al sistema durante las puntas, especialmente la nocturna, aunque en la del mediodía puede ayudar a eventualidades como la recarga de otros vehículos eléctricos.

La gestión de la energía para la recarga de VE implantada en Smartcity permite:

- Optimizar el uso de las infraestructuras eléctricas actuales y evitar la necesidad de sobredimensionarlas.
- Optimizar el uso de la energía disponible durante el valle nocturno para la carga principal de la batería del vehículo.

- Satisfacer las recargas rápidas, realizadas en puntos especialmente habilitados para ello, y entendida como una recarga eventual, de oportunidad.
- Garantizar la estabilidad del sistema, el suministro y la calidad de los servicios, potenciando la recarga nocturna y permitiendo una segura recarga rápida, por medio de:
 - cargar según señales de precio.
 - dar señales de la compañía distribuidora, en lo que a disponibilidad de postes de recarga y de energía se refiere en función del estado de la red.

El sistema de gestión necesario en la Smart Grid tiene que ser capaz, por tanto, de gestionar la generación renovable de energía eléctrica procedente de fuentes renovables gracias a los sistemas de almacenamiento de energía; el sistema, en función de la demanda y de la energía disponible en la Smart Grid, imparte órdenes óptimas de inyección de potencia en la red y de carga o descarga de las baterías.

A esto se ha de añadir la gestión activa de la demanda doméstica como nuevo recurso de gestión de la energía: la compañía suministradora, de acuerdo con los usuarios, podrá deslastrar determinadas cargas en ciertas condiciones (contingencias o puntas de consumo) para asegurar el suministro y la estabilidad del sistema, por medio del correspondiente sistema de señales. Esa energía podrá venir de la almacenada en las baterías de los coches con capacidad V2G.

Todo lo anterior, unido a la implantación de medidas de ahorro energético y eficiencia en clientes domésticos y edificios emblemáticos de la zona, contribuirá fuertemente al aplanamiento de la curva de demanda de la zona.

Se tiene entonces un modelo de gestión adaptable a la demanda de energía de la zona y a la disponibilidad de la energía en ella producida, con usuarios eficientes e informados acerca de la importancia del correcto uso de la energía, de forma que se vea reducida al máximo la dependencia energética del exterior, potenciando así la eficiencia, el ahorro y la sostenibilidad.

Se analizaron las curvas de consumo históricas de todas las subestaciones de la capital, 10 subestaciones completas, es decir, 115 líneas de media tensión.

Curva de carga media de la ciudad de Málaga a partir de los datos la Red de Media Tensión:

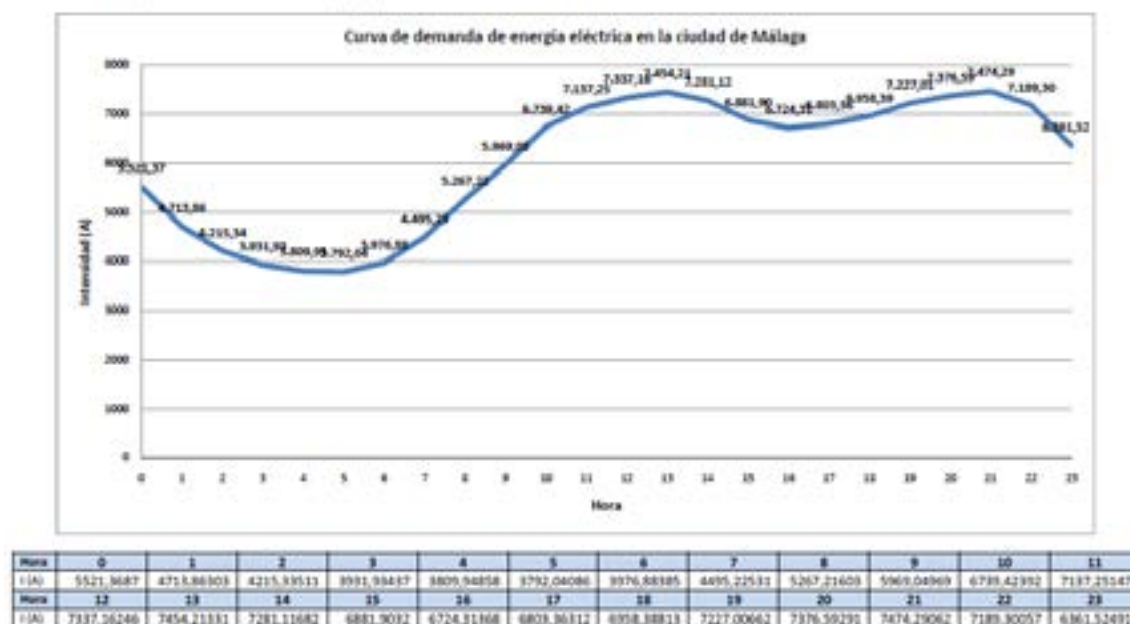


Fig. 82. Curva de carga ciudad de Málaga 2009-2013.

En la gráfica anterior se puede ver la curva de demanda media horaria en la ciudad de Málaga basada en los datos de los años de duración del proyecto, 5 años. Se aprecia cómo, efectivamente, se trata de una curva de tendencia marcadamente urbana, con un pronunciado valle nocturno y dos puntas diurnas [110].

Al hilo de lo comentado para el caso de Smartcity Málaga, se puede extraer una concisa conclusión:

- Existe una elevada cuota de capacidad disponible en las líneas para afrontar el despliegue del vehículo eléctrico, (parte valle de la curva) pero sólo podrá realizarse mediante el adecuado sistema de gestión.

La gestión de la energía para la recarga de EV implantado en SmartCity permite:

- Optimizar el uso de las infraestructuras eléctricas actuales y evitar la necesidad de sobredimensionarlas.
- Optimizar el uso de la energía disponible durante el valle nocturno para la carga principal de la batería del vehículo.
- Satisfacer la recargas rápidas, realizadas en puntos especialmente habilitados para ello, y entendida como una recarga eventual, de oportunidad, con exhaustivo control de operador de la red de distribución.

- Garantizar la estabilidad del sistema, el suministro y la calidad de los servicios, potenciando la recarga nocturna y permitiendo una segura recarga rápida, por medio de:
 - señales de precio
 - control del gestor de carga de vehículos eléctricos
 - señales de la compañía distribuidora, en lo que a disponibilidad de la red (postes de recarga) y de energía se refiere.

El sistema de gestión de SmartCity es capaz, por tanto, de gestionar la generación renovable de energía eléctrica procedente de fuentes renovables gracias a los sistemas de almacenamiento de energía; el sistema, en función de la demanda y la energía disponible en la SmartGrid, imparte órdenes óptimas de inyección de potencia en la red y de carga o descarga de las baterías.

A esto se ha de añadir la gestión activa de la demanda doméstica como nuevo recurso de gestión de la energía: la compañía suministradora, de acuerdo con los usuarios, podrá deslastrar determinadas cargas en ciertas condiciones (contingencias, puntas de consumo, etc.) para asegurar el suministro y la estabilidad del sistema, por medio del correspondiente sistema de señales.

Todo lo anterior, unido a la implantación de medidas de ahorro energético y eficiencia en clientes domésticos y edificios emblemáticos de la zona, contribuirá fuertemente al aplanamiento de la curva de demanda de la zona.

Se tiene entonces un modelo de gestión adaptable a la demanda de energía de la zona y a la disponibilidad de la energía en ella, además generada a partir de fuentes de energía renovables, con usuarios eficientes e informados acerca de la importancia del correcto uso de la energía, de forma que se vea reducida al máximo la dependencia energética del exterior, potenciando así la eficiencia, el ahorro y la sostenibilidad.

Dentro del alcance del proyecto, se realizó además el desarrollo y despliegue de una infraestructura de recarga de vehículos eléctricos con capacidad V2G, formada por un punto de recarga instalado en la vía pública, diseñado específicamente con los requerimientos de dicha tecnología, que da soporte a un vehículo eléctrico convencional que ha sido modificado para dotarlo de la mencionada capacidad V2G. La infraestructura de recarga, así como el vehículo, han sido plenamente integrados en la microred del proyecto y en su sistema de gestión y captación de datos, convirtiéndose así en un elemento que forma parte activa de Smartcity Málaga y facilitando el desarrollo de un completo protocolo de pruebas y ensayos de uso de este tipo de puntos de recarga y vehículos que ha permitido obtener conclusiones relevantes sobre el uso real de estas tecnologías, sus posibilidades y sobre los próximos pasos y recomendaciones a seguir para su implantación progresiva dentro del sistema eléctrico.



Fig. 83. Punto de recarga V2G desarrollado en Smartcity Málaga.



Fig. 84. Vehículo eléctrico adaptado para la bidireccionalidad V2G.

Para terminar este apartado mostrar la monitorización realizada por el proyecto ZEM2ALL de los más de 200 VE en circulación por la ciudad y las primeras conclusiones obtenidas.

El Centro de Información y Control se conecta con todos los vehículos participantes recogiendo todos los datos de la actividad.



Fig. 85. Sistema de Información y Control del Vehículo eléctrico del proyecto ZEM2ALL.

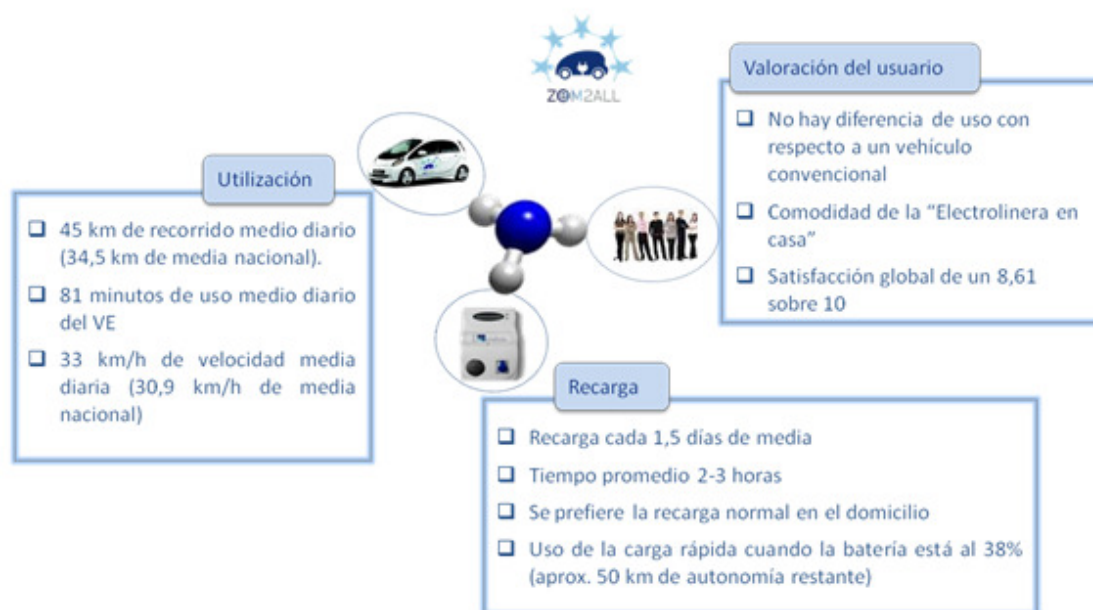


Fig. 86. Resultados obtenidos en 2014.

Los primeros resultados del proyecto ZEM2ALL son espectaculares, demostrando la idoneidad del vehículo eléctrico.

El grado de satisfacción de los clientes es muy alto. Usan todos los días sus vehículos una media de 45 km y recargando cada 1,5 días de media. La carga normal en domicilio es la más usada por ser la más cómoda y barata para el usuario.

Todos estos proyectos están demostrando como los ciudadanos tienen rápida adaptación al cambio de tecnologías y lo deseosos que están por modificar sus hábitos de consumo hacia opciones más sostenibles y eficientes que ayudan a mejorar la ciudad donde viven. De nuevo se demuestra como cuando el ciudadano, las empresas del sector y los gobiernos trabajan en línea el éxito está asegurado.

4.1.8 Sistemas.

En lo que respecta a sistemas los productos desarrollados para la Smart Grid más importantes que se deben detallar son los siguientes:

- Sistema de Telegestión. Permite la gestión activa de la demanda, permitiendo a los clientes y a las empresas de distribución gestionar eficientemente su consumo energético. Igualmente permite analizar la forma de consumo, enviar información a los clientes, desarrollar nuevos servicios o conseguir aplanar la curva de la demanda.
- Funcionalidades y herramientas para integrar elementos de Generación Distribuida dentro del Sistema de Distribución, así como para gestionar nuevos elementos de automatización avanzada en la red de Distribución. Sistema de monitorización de estos elementos que permitan a la red decidir según sean las necesidades como deben comportarse y actuar. Se puede admitir en la red muchas más generación distribuida si existe posibilidad de integración y gestión de ésta.
- Construcción de un puesto central desde el que se monitoriza y gestiona toda la información de la Red de Distribución, posibilitando la identificación y evaluación de arquitecturas y dimensionamientos, así como las operativas necesarias para explotar los sistemas centrales de una red avanzada de Distribución.
- Portal del consumidor. Se trata de un elemento crítico en la visión de una Smartcity. Hay que permitir a los consumidores tener realimentación activa y en “tiempo real” de sus consumos, perfiles, impacto en el sistema, emisiones e interactuar con funciones predefinidas orientadas a inyectar señales de consumo responsable. Estos sistemas se encuentran integrados en los productos para la gestión activa de la demanda y eficiencia energética.
- Sistema de monitorización KPI. La monitorización KPI consiste en el análisis de la Red Inteligente mediante un conjunto de indicadores que permitan evaluar el grado de consecución de los objetivos perseguidos en el proyecto. Es muy importante tener la posibilidad de evaluar cómo cada actuación o tecnología influye en la obtención de los objetivos deseados.
- Es aconsejable definir una serie de macroobjetivos y objetivos, y los indicadores adecuados para monitorizar el grado de cumplimiento de los mismos. La Fig.87 muestra la relación entre KPIs, objetivos y macroobjetivos establecidos:

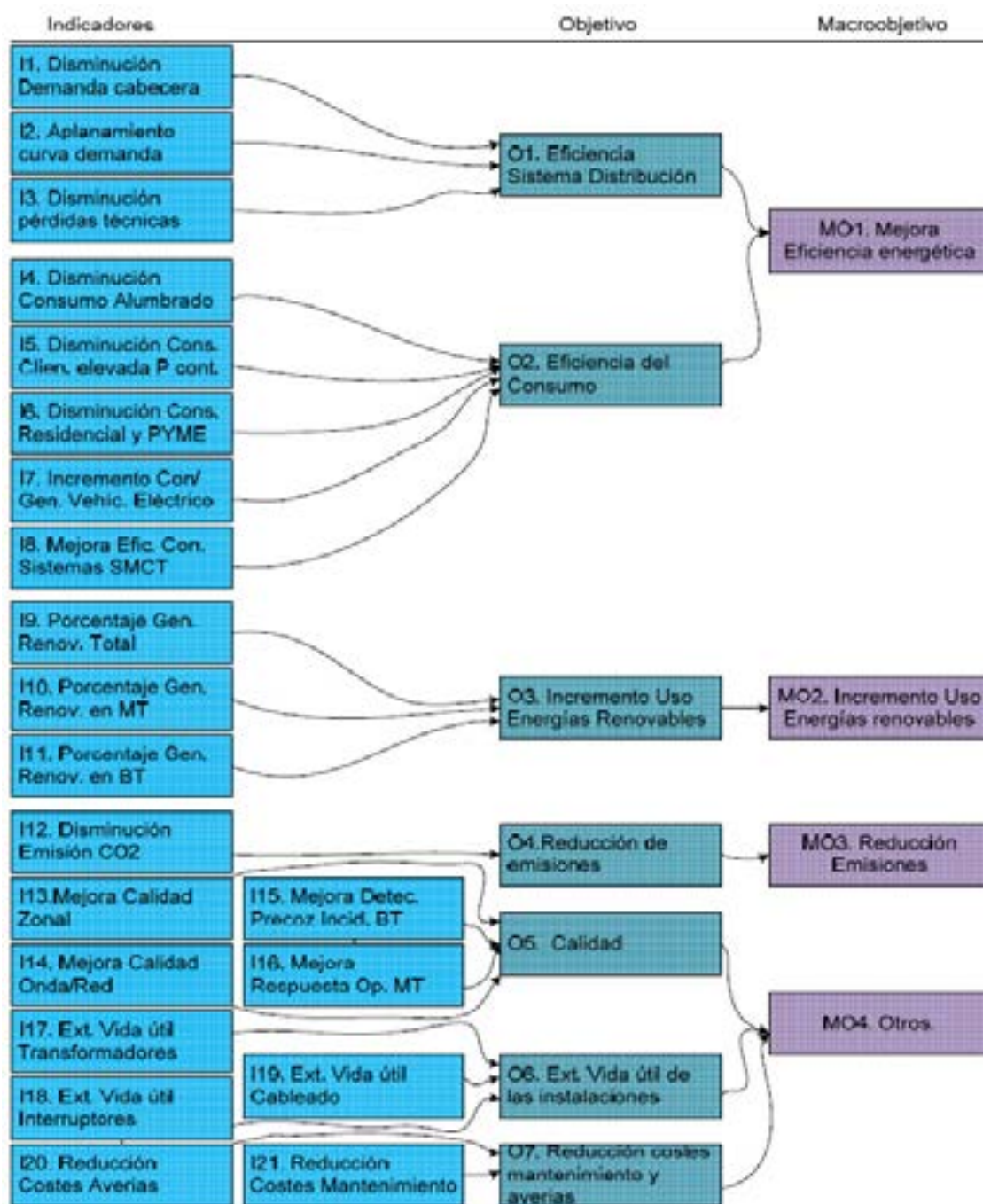


Fig. 87. Árbol de relaciones entre indicadores, objetivos y macroobjetivos

- Asimismo, se recomienda el desarrollo de un interfaz que permita la monitorización de estos KPIs y objetivos. La interfaz permitirá visualizar toda la información sobre objetivos, indicadores y medidas, ofreciendo un cuadro de control para la comprensión de la información, así como para la gestión y difusión de la misma. A

modo de ejemplo, la Fig.88 muestra la interfaz (cuadro de mandos) correspondiente a los valores de todos los macroobjetivos del proyecto Smartcity Málaga.



Fig. 88. Interfaz detallado de los macroobjetivos.

- Interfaz para la monitorización de la red. Se ha desarrollado una interfaz, mediante sinópticos, que permite la monitorización del estado de la red de forma fácil y simplificada, así como visualizar el detalle de los casos que se considere necesario. La Fig.89 muestra el sinóptico de la red Smartcity Málaga incluido en la interfaz desarrollada.

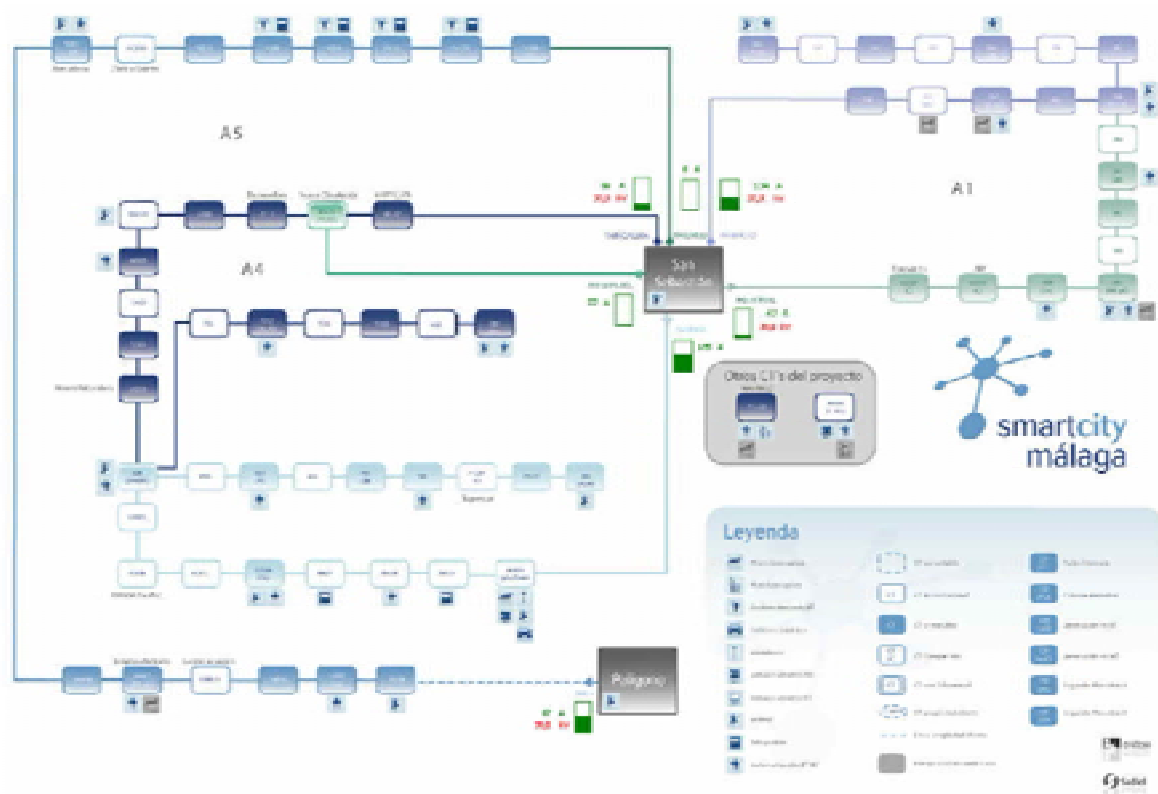


Fig. 89. Sinóptico de la red Smartcity Málaga

El entorno de visualización desarrollado para cada centro de transformación permite monitorizar distintas variables, como muestra la Fig.90, donde se observan diferentes zonas de visualización:

1. Zona de selección de las tecnologías: se muestran las distintas tecnologías disponibles en el CT, permitiendo seleccionar una de ellas para filtrar información.
2. Zona de selección de la línea: define la zona en la que se encuentra el CT a monitorizar, permitiendo navegar entre los distintos CTs de la red.
3. Zona de selección del CT: define el centro de transformación que se desea monitorizar.
4. Zona de selección del dispositivo: define el dispositivo y las variables que se desean monitorizar.
5. Zona de monitorización: en esta zona se muestra la información de variables, bien en valores instantáneos o en datos históricos.

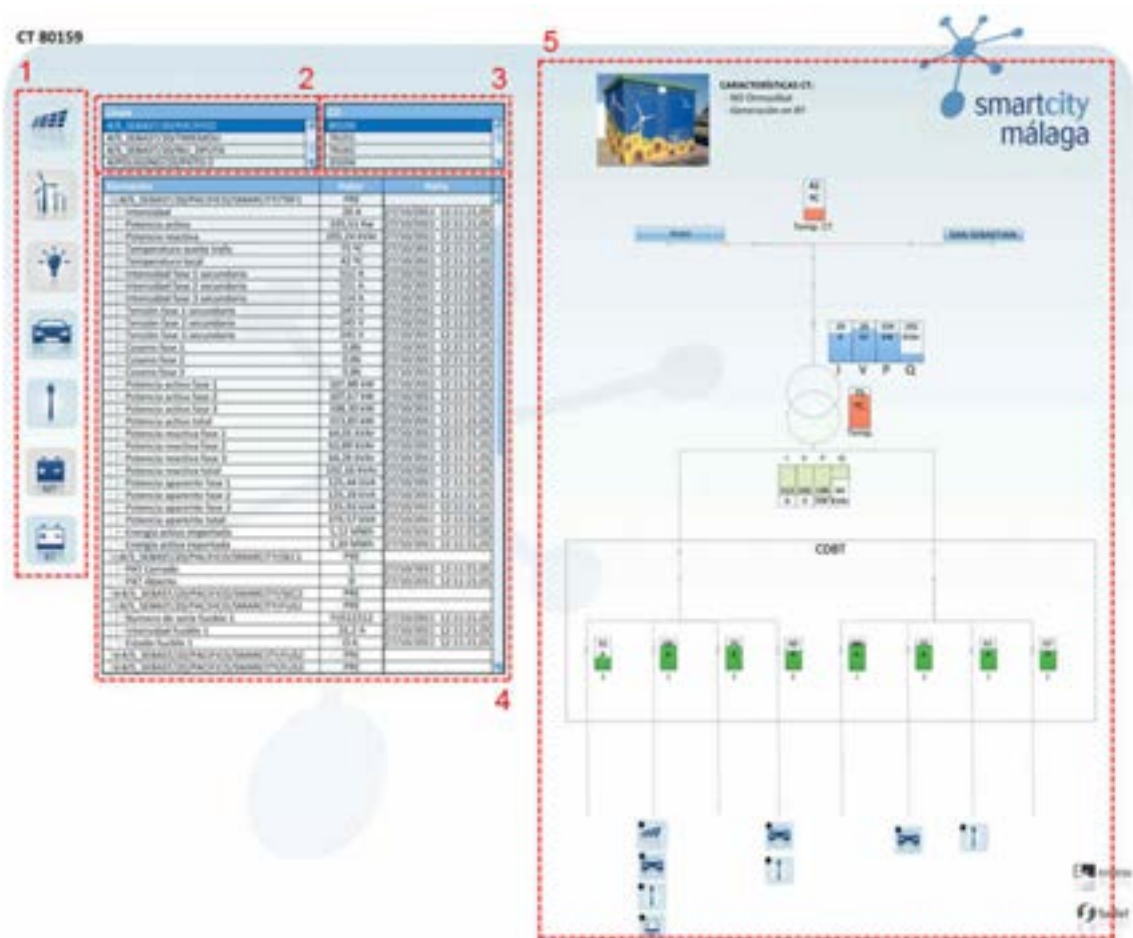


Fig. 90. Interfaz asociada al CT 80159

Es muy importante ser conscientes del entorno regulativo de cada país en el desarrollo de los sistemas necesarios para una Smart Grid. En el caso de España, donde la Comercializadora y la Distribuidora se encuentran dentro de una regulación liberalizada y retribuida respectivamente, (el famoso *unbundling system*¹⁴²) hay que tener especial atención con que información es propiedad de cada parte del negocio energético.

La información perteneciente a la Comercializadora o a la Distribuidora no puede ser intercambiada de cualquier manera que no esté definida previamente por la legislación vigente.

¹⁴² Sistema que regula el negocio eléctrico en muchos países, como el caso de España, en el cual la Distribuidora es negocio regulado y la Comercializadora no lo es.

Por ejemplo, la información de los contadores pertenece al DSO y, sin embargo, el contrato de los clientes atañe a la Comercializadora. Cuando se quieren hacer sistemas de gestión del consumo eficiente hay que tener relación con los clientes y usar los datos del contador, luego se debe acordar el entorno legal que lo permita. Se vuelve a poner de manifiesto la importancia de una regulación y legislación clara para el desarrollo de las Smart Grids a nivel masivo.

En la gráfica los sistemas que corresponderían al DSO quedan claramente diferenciados y, por otro lado, en la parte inferior los sistemas de la Comercializadora, quedando bien definida así la línea que los separa.

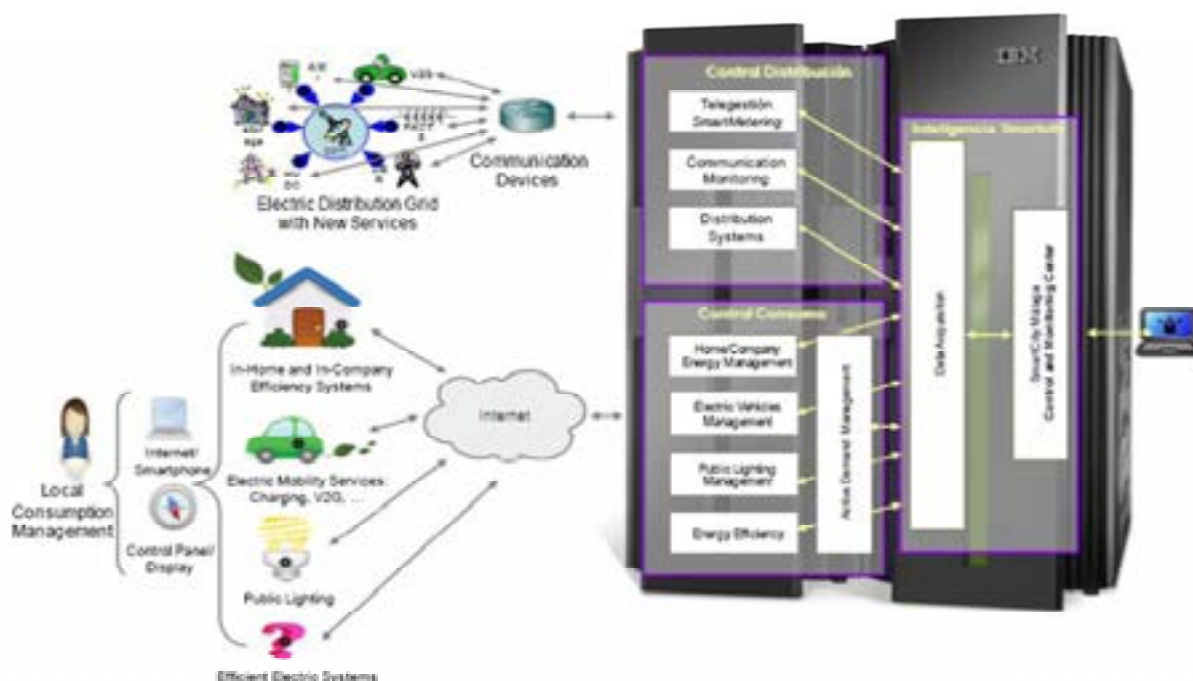


Fig. 91. Esquema de los diferentes sistemas implementados. Clara separación DSO Comercializadora

4.2 Síntesis de la metodología.

Una vez analizadas todas las tecnologías existentes ya desarrolladas para la mejora de la operación y gestión de la red eléctrica, y estudiado en profundidad algunos casos prácticos se puede proponer definitivamente la metodología para establecer una Smart Grid.

Para conseguir transformar la red eléctrica en una red inteligente, y así facilitar el desarrollo del futuro modelo energético eficiente y sostenible, se deben realizar los siguientes pasos:

1. **Inventariado de la red** y estudio de históricos de consumo y comportamiento. Antes de nada hay que conocer a la perfección la red sobre la que se va a trabajar tanto físicamente como a nivel de comportamiento según históricos. Además es muy importante tener clara la localización de puntos críticos y capacidad de la red en cada uno de sus tramos. De esta manera se puede focalizar mucho mejor dónde y con qué tecnología se debe actuar en cada zona, en función del problema a solucionar. En este estudio inicial de la red es muy importante realizar el **Análisis de la capacidad excedente**, calculando cuánto se puede aplanar la curva de la demanda en cada zona gracias a la implantación de las tecnologías de Smart Grid descritas en los apartados anteriores, y calcular cuanta capacidad sigue existiendo en la red que nos permitirá la integración de más generación renovable distribuida, más almacenamiento o más infraestructura de recarga de vehículo eléctrico, entre otros nuevos usuarios.
2. **Implantación de tecnologías de telegestión** a gran escala. El segundo paso a realizar consiste en la instalación de los contadores electrónicos en los clientes para obtener la medida y gestión a distancia de los consumos en tiempo real, ello permitirá conocer los perfiles de uso de la energía por parte de los consumidores, posibilitando a las Comercializadoras la creación de más ofertas con un rango más amplio de tarifas y servicios adecuados a las necesidades de cada usuario final. Además los nuevos contadores inteligentes se conectarán directamente con la Distribuidora permitiendo una lectura de consumos y actuación en tiempo real. Se conocerán más en detalle los hábitos de consumo del usuario, posibilitando la discriminación horaria que dará lugar a mas ofertas de las Comercializadoras. Estos sistemas de telemida y telegestión fomentarán la eficiencia energética y la sostenibilidad del sistema

eléctrico, permitiendo la reducción de costes y la competitividad y la claridad del precio de la energía. Todas ellas, puntualizaciones exigidas en la regulación vigente.

Una vez obtenida toda la información de los contadores se puede poner a disposición de los clientes información básica sobre su consumo energético. La implementación de aplicaciones y sistemas que gestionen esta información permitirá obtener y visualizar valiosos datos, incluyendo curvas de energía activa, reactiva y potencias consumidas que posibilitan estudiar en detalle los hábitos de consumo de los usuarios con el objetivo de identificar posibilidades de aumentar la eficiencia energética a nivel del cliente y de la red. El DSO debe empezar a seleccionar qué información necesita, qué información es útil para cada proceso y desarrollar los sistemas apropiados para la gestión. La opinión generalizada de los expertos es que se están obteniendo un diluvio de datos y, sin embargo, si no se ordenan, terminaremos saturados de tanta información.

Cuando los consumidores reciban sus curvas de consumo y entiendan su factura, por qué pagan lo que pagan, es cuando podrán cambiar sus hábitos de consumo y contribuir al aplanamiento de la curva, beneficioso para bajar su tarifa contratada y beneficioso para el propio operador de la Red de Distribución.

3. **Despliegue de Comunicaciones** en la red eléctrica y en distintos niveles de tensión.

Para avanzar hacia la necesidad de gestión e integración de todos los usuarios de la red son necesarias las TICs. La red del futuro se consigue gracias a la instalación de una red de comunicaciones sobre la red eléctrica actual. Esta red de comunicaciones unida a sensores y dispositivos inteligentes, instalados en los puntos que se quieran gestionar, permitirá obtener información en tiempo real de cualquier punto de la red y a su vez enviar órdenes a estos elementos para controlar lo que deben hacer o no con la energía en cada momento. Tener la posibilidad de gestionar la red de forma descentralizada y de manera bidireccional supondrá un cambio de 180º en la operación tradicional de la red eléctrica. Hasta ahora la monitorización y automatización de la red era total en alta tensión, con las Smart Grids esto será posible en todos los niveles de tensión, es decir, monitorizaremos y gestionaremos también en tiempo real la red (MT y BT¹⁴³).

Las tecnologías de la información y la comunicación son una de las claves que posibilitarán el despliegue de las redes inteligentes. Estas tecnologías, tanto

¹⁴³ Media y Baja Tensión.

inalámbricas como por cable, son imprescindibles para disponer de la información necesaria y en tiempo, y enviar las consignas que habilitarán las funcionalidades de la Smart Grid.

De las distintas tecnologías de comunicaciones probadas hasta ahora se puede confirmar que:

- El resultado del PLC es muy satisfactorio y recomendable, su despliegue es muy fácil y su arquitectura redundante, siendo un inconveniente la alta dependencia del estado de los cables de la red.
- La tecnología WiMAX es de fácil instalación y alta disponibilidad pero necesita muchos repetidores en entornos urbanos. Además si el WiMAX no es propio y es del Operador el ancho de banda está limitado.
- La tecnología 3G tiene buena cobertura y muchas soluciones ya integradas en los equipos pero el ancho de banda es muy limitado.

Por ahora es muy difícil pensar en una única tecnología que sirva para todos los servicios de la Smart Grid. Así que en función de las necesidades de transmisión de datos, velocidad y capacidad habrá que elegir una tecnología concreta para cada servicio que se quiera desarrollar.

Paralelo al despliegue de las Comunicaciones es necesario el desarrollo e instalación de **nueva electrónica de potencia**: la conexión de nuevos dispositivos inteligentes, iDevices, a la red actual, que permitirán la integración, gestión y monitorización de la generación distribuida o el almacenamiento, de las infraestructuras de recarga o de los nuevos sistemas de automatización avanzada. Además será posible el despliegue de equipos específicos para el control de la calidad de red basados en electrónica de potencia, en tecnología que permitirá el control de los flujos energéticos entre las distintas partes del sistema eléctrico. Ver Anexo1.

4. **Automatización avanzada de la red**, es fundamental instalar sistemas de automatización inteligentes que permitan la monitorización y el control de la red y sus usuarios en tiempo real.

Mediante sistemas de automatización en todos los niveles de la red -Alta Tensión (AT), Media Tensión (MT) y Baja Tensión (BT)- asociados a sistemas informáticos específicos, es posible una operación automática frente a incidencias en la red, de modo que el sistema sea capaz de reconfigurarse por sí mismo, recuperando el servicio en un corto espacio de tiempo, o incluso llevar a cabo labores de mantenimiento preventivo. Además permitirá a la Distribuidora una optimización en

la operación diaria de sus redes gracias a la monitorización y control de todos los nuevos usuarios conectados a éstas. La automatización de la red es el pilar fundamental para suministrar buena calidad del servicio. Cuantos más centros de transformación MT estén automatizados mejor será la calidad de servicio. La automatización nos permitirá aislar rápidamente las faltas y reconfigurar la red con rapidez para suministrar de nuevo la energía a todos los clientes. Esta funcionalidad ofrecerá también la posibilidad de optimizar la gestión de la red por parte de la Distribuidora, cambiando el estado de la red (ubicación de los puntos fronteras y puntos de primeras y segundas maniobras) en tiempo real para que la infraestructura se use de una forma equilibrada y alargar su vida útil.

5. Integración de la generación distribuida: Se recomienda la instalación de pequeños generadores distribuidos en zonas cercanas a los lugares de consumo ya que tiene muchos beneficios para el sistema, se evitan las pérdidas asociadas al transporte y se hace un uso más eficiente tanto de la energía distribuida como de los activos instalados en las redes. Por ello se ha planteado la necesidad de integrar y controlar por el operador de red toda esta nueva energía generada de manera distribuida. La incorporación de energías renovables en la red de distribución consigue el doble objetivo de incrementar la generación renovable y la eficiencia energética al acercar la generación al consumo. La incorporación de la generación distribuida en la red de distribución provoca flujos de energía bidireccionales y, en la mayoría de las ocasiones, no gestionables, que pueden comprometer algunos de los requisitos exigidos a las redes eléctricas, como son la calidad del servicio, la seguridad, la sostenibilidad y la rentabilidad. Con objeto de mantener los mencionados requisitos dentro un rango aceptable, se hace necesaria la incorporación de una serie de tecnologías, inteligencia y nuevos conceptos de gestión que permitan la monitorización, automatización, integración y control en la propia operación de la red.

Almacenamiento Distribuido: paralelo al despliegue de generación distribuida es muy aconsejable la instalación de dispositivos de almacenamiento de energía distribuidos en la Smart Grid, cerca de las zonas de generación y de consumo, de modo que permitan flexibilidad en la gestión de la energía y un aplanamiento de la curva de demanda a través de la carga o descarga de los mismos en función de las necesidades del sistema en su conjunto.

Para disponer de almacenamiento distribuido en red y habilitar algunas de las funcionalidades asociadas a esta tecnología, es necesario que la tecnología de almacenamiento evolucione sustancialmente. El almacenamiento energético podrá ser un activo muy importante en la red pero, para ello, es necesario reducir el coste de la tecnología a la vez que aumentar la densidad de energía por volumen y peso de los dispositivos para poder implantarla en la Smart Grid.

También es muy importante una legislación que de estabilidad a la integración de generación distribuida, a su gestión y al almacenamiento de la energía, sin olvidarnos de la posibilidad de desarrollo del autoconsumo que producirá un gran cambio en la distribución.

6. **Gestión activa de la demanda, SGAD**, que nos permitan ejercer actuaciones en los consumos, en la generación y en el almacenamiento de energía. Hay que desarrollar **sistemas de gestión eficiente** de la energía a nivel doméstico y PYMES¹⁴⁴, además de sobre el alumbrado público de la ciudad.

Es necesario el avance por parte de la Distribuidora o de un Agregador de Cargas de los sistemas que permitan gestionar parte de las cargas del usuario final según un protocolo de funcionamiento, unas prioridades y unos beneficios tarifarios acordados entre ambos en base a unos contratos previos. Esta funcionalidad permitirá optimizar el consumo de un cliente según el comportamiento observado, a un rango de confort definido por el usuario y otras referencias adicionales como, por ejemplo, las condiciones meteorológicas y el precio de la energía. Este servicio avanzado de gestión permitirá conocer los consumos en tiempo real, hacer previsiones de demanda para el día posterior, adaptar dicho consumo a la curva de precios estipulada para su optimización, detectar consumos anómalos, anticiparse a su facturación mediante herramientas de análisis, planificar el consumo o ajustarlo a un valor objetivo y agregar los consumos de varias sedes¹⁴⁵. Además, permitirá la reducción de potencia consumida y el deslastre parcial de cargas, en un momento de necesidad en la red de distribución, ventaja para el DSO. También permitirá a las Comercializadoras ofrecer a los clientes una mayor oferta de tarifas. En definitiva la Gestión Activa de la Demanda es un servicio avanzado que da a conocer los

¹⁴⁴ Pequeña Y Mediana Empresa.

¹⁴⁵ Empresas multisite.

consumos en tiempo real y permite hacer previsiones de demanda para adelantarse al consumo y facturación y así optimizar para todos el uso de la energía.

7. Implantación de **tecnologías de control de las infraestructuras de recarga del vehículo eléctrico** (lenta, rápida, inducción, V2X...). De manera paralela a la evolución tecnológica mencionada en párrafos anteriores el vehículo eléctrico es una realidad ya conectada a la red eléctrica. Éste va a ser un elemento crítico del sistema eléctrico, pues va a consumir una cantidad muy importante de energía que será suministrada a través de puntos de recarga de distintas clases [27]: lentos, rápidos, inalámbricos, V2G¹⁴⁶, V2H¹⁴⁷. Por ello es fundamental la integración en la red de la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico. El despliegue de dispositivos inteligentes, comunicaciones y automatismos que permitan una integración y gestión en tiempo real de la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico es una prioridad en las Smart Grids. Si esta infraestructura de recarga queda integrada y gestionada se evitarán problemas de operación de la red futura.

La gestión adecuada de la carga del vehículo eléctrico va a ser clave para mantener la estabilidad del sistema y para la mejora tanto de la eficiencia energética como de las emisiones de CO₂ emitido si se consigue que la mayor parte de la energía requerida tenga un origen renovable [28]. Asimismo, una gestión adecuada de la carga puede provocar beneficios importantes en el aplanamiento de la curva de demanda, lo que plantea otra línea a explorar por el DSO [29]

El uso de los vehículos eléctricos V2G supondrá una oportunidad para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico ya que la recarga de sus baterías o su descarga puede realizarse en el momento elegido por los usuarios y por el sistema de gestión de la red.

Será necesario también un gran apoyo de la legislación para permitir y regular estos flujos de energía y el control de las recargas.

8. **Desarrollo de nuevos Sistemas** de gestión de la red e integración con los sistemas ya existentes en el operador de la red. Es muy importante que se programen nuevos sistemas que unidos a los sistemas actuales serán capaces de recibir los millones de datos que se van a empezar a medir y además puedan sacarles el máximo partido a

¹⁴⁶ Vehicle to Grid.

¹⁴⁷ Vehicle to Home.

todos ellos. Estamos en la actualidad empezando a inundarnos de datos y a estar a la vez sedientos de información. Los nuevos sistemas deben seleccionar la información útil para cada proceso del negocio eléctrico y dar servicio y valor añadido al modelo actual.

La Smart Grid facilitará la aparición de nuevos servicios energéticos como pueden ser los agregadores de consumo de varias sedes¹⁴⁸ o la duplicidad de generación y del consumo por parte de un mismo usuario conectado a la red, beneficiando a los usuarios de la red, funcionalidades que podrán llevarse a cabo bajo un adecuado desarrollo de tecnologías específicas especialmente diseñadas para el concepto Smart Grid y de todos los sistemas asociados que gestionen la información.

Se deben desarrollar nuevos Sistemas integrados con los existentes en la *Utilitie* que usen toda la nueva información que la Smart Grid es capaz de capturar y añadirle valor a los sistemas actuales como son: **CBM**: *Condition Base Maintenance*, **CIS**: *Customer Information System*, **DMS**: *Distribution Management System*, **EMS**: *Energy Management System*, **GIS**: *Geographic Information System*, **SCADA**: *Supervisory Control and Data Acquisition*, **OMS**: *Outage Management System*, **DSM**: *Demand System Management*,

Hay que tener especial cuidado con el uso de la información, su procedencia y su almacenamiento pues en el Sistema Eléctrico Español la información que pasa de la parte regulada del negocio a la no regulada está bien controlada y legislada. Por lo tanto, los Sistemas que se desarrollen tienen que estar perfectamente diferenciados entre la parte de la Distribuidora y la gestión de la Comercializadora.

Muy importante también la Cybersecurity en el desarrollo de todos estos nuevos sistemas.

¹⁴⁸ Empresas *multisite*.

Capítulo 5

Resultados y Conclusiones

5 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

5.1 Beneficios para la Sociedad

Como se comentó en la introducción uno de los grandes retos y compromisos de la humanidad para el siglo XXI consiste en el abastecimiento de energía a las ciudades y la reducción de la huella ecológica. Es nuestra obligación avanzar en el desarrollo de tecnologías que ayuden a:

- Fomentar la electrificación de la demanda sabiendo que la electricidad es el vector energético más eficiente y más respetuoso con el medioambiente por la no existencia de emisiones en destino.
- Transformar la red en la red inteligente: Smart Grid. Porque permitirá la mejora de muchos de los sistemas existentes y el desarrollo de nuevos servicios.
- Cumplir el objetivo de “No Dependencia” basado en el aprovechamiento de fuentes autóctonas, es decir, de las energías renovables .

Como se dijo al principio, el principal compromiso entre las instituciones públicas, las Compañías Eléctricas y los propios usuarios de la red debe ser el elemento clave para promover la gestión del cambio de modelo a partir de la coexistencia de los siguientes elementos:

- La continuidad en la introducción de nuevas tecnologías en las redes eléctricas.
- El incremento de la eficiencia energética.
- La exigencia regulatoria como soporte para el cambio de modelo energético.
- Los cambios en los hábitos de consumo de los usuarios de las redes.
- La mayor integración de generación distribuida renovable y almacenamiento.
- Sin olvidar la vertiente social, incorporando al ciudadano en el centro del modelo de decisión sobre cuál debe construirse dicho modelo de cobertura de su demanda energética y el de su propia ciudad.

El futuro de las Smart Grids depende de ese trabajo en equipo entre Legisladores, Compañías Eléctricas y Usuarios.

Todas las facilidades que la electricidad nos brinda tienen como objetivos futuros conseguir una red inteligente que permita distribuir esta forma de energía eficiente a todos los consumidores.

La red debe cumplir con los retos más ambiciosos, como son los objetivos energéticos planteados desde Europa, el famoso 20-20-20, y mejorar la eficiencia de un negocio fundamental para la competitividad nacional.

Desde el punto de vista de la eficiencia energética, las Smartcities y las Smart Grids (a nivel energético) aportan importantes servicios a la sociedad, enfocados al ahorro de energía, lo cual redundará directamente en la reducción de emisiones. Estos servicios pueden resumirse conceptualmente en dos principios: disponibilidad de información del consumo y capacidad de gestión energética. Todo ello con un resultado directo sobre la mejora medioambiental y la sostenibilidad de las ciudades.

Gracias a los productos que se instalen en una Smartcity y Smart Grid, los clientes dispondrán de información avanzada sobre el consumo eléctrico de sus hogares, incluyendo su evolución temporal, así como comparación de su consumo con los de usuarios similares y consejos personalizados para reducirlos. Estos servicios dan paso a la posibilidad de actuar, planificando y gestionando el consumo, interactuando sobre cargas gestionables de manera autónoma o manual. Las Comercializadoras podrán ofrecer a sus clientes más servicios y sistemas de gestión activa de su demanda.

Otros sectores de la sociedad como pymes, Administraciones, edificios y alumbrado públicos también son importantes receptores de estos servicios de información de consumos y gestión energética. También mejorarán sus consumos y eficiencia energética traduciéndose esto en los ahorros correspondientes para la sociedad y en una mejora en la calidad de vida en las ciudades.

Además las tecnologías y sistemas que se instalan en estos proyectos permiten la integración en la red de distribución de muchos más sistemas de generación de origen renovable, lo cual supone una base para la red de distribución del futuro. Todo ello produce además ventajas medioambientales. Asimismo, el concepto de micro-generación y micro-almacenamiento, así como los algoritmos de control que lo hacen posible, permitirán plantear la posibilidad de autoabastecimiento o incluso la posibilidad de exportar a la red de distribución de la compañía parte de la energía generada en una microred doméstica. Bien es cierto que, para que esto sea posible, antes son necesarios cambios regulatorios en el sector eléctrico.

Darle inteligencia a la red eléctrica y posibilidad de gestión permitirá una fácil integración del autoconsumo.

Estrechamente relacionado con los conceptos de carga gestionable y generación, almacenamiento distribuido, se encuentra el sector del vehículo eléctrico enchufable. En este sentido, el desarrollo del punto de recarga V2G permitirá un despliegue mayor de estos vehículos y el acceso a las ventajas de este servicio.

Finalmente, la automatización de la red de distribución, los algoritmos de auto-cicatrización de la red desarrollados y la supervisión avanzada implementada en la red de BT, dará como resultado una red de distribución más fiable, es decir, una mayor calidad/continuidad de suministro eléctrico, lo cual representa un servicio fundamental y primario para toda la sociedad.

5.2 Beneficios para las compañías

Como se ha indicado anteriormente, estas tecnologías aportan nuevos servicios de eficiencia energética a la sociedad y mejoras medioambientales en las ciudades. Las compañías distribuidoras y comercializadoras también cuentan con nuevos servicios relativos a la eficiencia energética. Un servicio claro para la distribuidora es la gestión activa de la demanda, planteado como servicio conjunto *Utility-Agregador-Cliente*. Este servicio permite, por ejemplo, gestionar, es decir, encender, apagar o modular cargas no críticas del cliente por parte del Agregador¹⁴⁹.

Los criterios de gestión de la demanda son dos principalmente: situaciones de congestión de la red o de precios altos de la energía.

El objetivo es parecido al servicio de interrumpibilidad, que existe actualmente en alta tensión con grandes clientes, pero a menor escala de potencias y tratando de realizar reducciones suaves de la demanda, por ejemplo, reduciendo la temperatura de climatización en invierno o aumentando la de verano.

Ya se analizó lo importante que es para la sociedad y el medioambiente la generación y almacenamiento distribuido; para la compañía eléctrica, disponer de recursos energéticos distribuidos supone tener nuevas herramientas para optimizar la operación de las redes y la gestión de la energía. Entre las ventajas de los recursos distribuidos destacan: la reducción de pérdidas, la posibilidad de control de tensión y la potencia reactiva a nivel local, aplanamiento de la curva de la demanda, con el consiguiente aumento de la eficiencia de las instalaciones, entre otros. El servicio que un proyecto de Smart Grids supone en este aspecto, no es únicamente la instalación de estos recursos energéticos distribuidos, sino también el desarrollo de las tecnologías, equipos y algoritmos que hacen posible aprovechar sus ventajas en todos los procesos que se gestionan en el negocio de la generación, distribución y comercialización de la energía.

El mayor servicio que proporciona la Smart Grid para la compañía eléctrica es la posibilidad de gestionar su red de un modo optimizado, gracias al despliegue de tecnologías de automatización, supervisión, control, comunicación, entre otros. Productos como los *iDevices*

¹⁴⁹ El cliente recibe una compensación económica por el servicio contemplada mediante acuerdo previo.

o los sistemas de información desarrollados dotarán a la compañía distribuidora de las herramientas necesarias para alcanzar los objetivos de una red inteligente.

Los beneficios esperados de la implantación de tecnologías para la Smart Grid se podrían resumir en:

- La gestión directa e inmediata de los sistemas de generación, almacenamiento y consumo subordinados a las necesidades de la red (DSO).
- Asegurar la calidad de suministro en el punto de conexión, mediante la vigilancia constante de los niveles de tensión y frecuencia.
- Tener conocimiento en tiempo real del uso de la energía en cada punto, de la topología y del estado de la red.
- Recibir consignas y alarmas de optimización y operación (P,Q, *on-off*, saturación, temperatura y tensión).
- Proporcionar viabilidad técnica para el autoconsumo. Favorecer el despliegue de sistemas para autoconsumo:
 - Controlabilidad por parte del DSO de la reactiva de los equipos de generación renovable puede solucionar problemas de saturación de red.
 - Capacidad de limitar en momentos puntuales la potencia activa.
- Proporcionar viabilidad técnica para la penetración del vehículo eléctrico a gran escala.
 - En modo de carga lenta, el DSO conoce en todo momento los valores de potencia consumida.
 - En caso de carga Modo 3, puede limitar el valor de la P.
- Permitir el control técnico de la red eléctrica.
- Proporcionar una optimización en el uso de los activos (líneas, trafos, entre otros.).
- Posibilitar cambio continuo y en tiempo real de la topología de la red tantas veces como sea necesario.
- Sensorización en tiempo real de la red: localización y aislamiento automático de faltas.
- Optimización directa de los flujos de potencia.

- Reducción de los costes de operación y de mantenimiento.
- Mantenimiento predictivo. Permite detectar la pérdida de eficiencia de equipos, detectar averías frecuentes, encontrar patrones de avería, evitar problemas de saturaciones y caídas de tensiones.
- Reducción del tiempo de reposición en caso de avería. Detección de la avería en tiempo real. Conocimiento del punto en el que se ha producido:
 - En BT gracias a la información almacenada en los iSockets y comunicada a los iNodes puede saberse el lugar en el que se inicia el problema, incluso su propagación.
 - En MT los iNodes lo detectan de forma inmediata y lo comunican al Centro de control.
- Optimización a corto plazo:
 - Políticas peak-shaving.
 - Vigilancia de V y f.
 - Conocimiento de la topología de la red de BT.
- Optimización a largo plazo:
 - Predicción de demanda.
 - Predicción generación.
 - Predicción de precio.
 - Coste de operación.
 - Conocimiento de la red de MT.
 - Políticas smoothing, aplanamiento de la curva.
 - Load shifting¹⁵⁰.
- Nuevo mercado de servicios: activa, reactiva, armónicos, ...
- Funcionamiento óptimo de activos:

¹⁵⁰ Desplazamiento de las cargas a momentos donde la curva de la demanda es menor.

- Detección de sobre-dimensionamiento que origina elevadas pérdidas de vacío en transformadores.
 - Detección de sub-dimensionamiento en trafos y cables que origina calentamientos elevados y pérdidas.
 - Detección de fases saturadas y fases desaprovechadas.
 - Detección de desequilibrios de tensión y saturación en transformadores que genera mal funcionamiento y envejecimiento prematuro.
 - Detección de armónicos que generan problemas de calidad de onda, pérdidas, calentamientos o mal funcionamiento de protecciones.
 - Mejora de la vida útil de los activos.
- Ayuda a la Planificación de redes existentes:
 - Con los datos obtenidos puede conocerse en todo momento el funcionamiento actual e histórico de la red (máximos, mínimos, repetitividad).
 - Se puede determinar la posibilidad de instalación de nuevos DER, necesidad de añadir D-FACTS¹⁵¹ o almacenamiento como nuevas inversiones.
 - Planificación de redes nuevas:
 - Modelado y simulación de la red con los nuevos dispositivos y optimización de ubicación de elementos.
 - Entrenamiento de la operación: mejora continua de los algoritmos de control.
 - Reducción de costes en infraestructura y de costes de diseño.

Por otro lado los beneficios Supervisión de la operación de la red de BT son:

- Reducción de pérdidas:
 - Técnicas: optimización mediante DERs (control de P y Q).
 - No técnicas: detección y localización de incoherencias en las medidas.

¹⁵¹ Distributed Flexible AC Transmission System. Son equipos electrónicos que permiten regular y/o controlar el flujo de energía en una red. De este modo se puede actuar sobre la tensión en una línea o modificar el factor de potencia por compensación de reactiva en la red.

- Asegurar el funcionamiento óptimo de los activos de distribución¹⁵².
- Detección de envejecimiento, saturaciones o fallos de funcionamiento.
- Mantenimiento predictivo: evitar costes futuros.
- Mejorar la vida útil de los activos (desgaste térmico, armónicos).
- Ahorro en infraestructuras futuras.

Otros resultados, se puede pensar en el desarrollo de nuevos productos para el cliente:

- ISocket de cliente
- Kits de autoconsumo
- Sistemas de gestión activa de la demanda gestionado por iSockets

También se pueden desarrollar nuevos mercados de servicios como:

- Autoconsumo con iDevices: venta, instalación, mantenimiento.
- Gestión de reactiva, control de desequilibrios, localización de pérdidas.
- Sistema de Gestión Activa de la Demanda de clientes importantes en media tensión, en urbanizaciones o comunidades, polígonos industriales.
- Gestor de carga del vehículo eléctrico.
- Posibilidad de ofrecer nuevos servicios a los Ayuntamientos, una vez desplegadas las comunicaciones en los CTs. Por ejemplo: los mapas de ruidos, los mapas de contaminación, mejoras en servicios de recogidas de basuras, el control de alumbrado, las mejoras en los sistemas de riego, en el tráfico, en los parking, entre otros, o de cualquier servicio que la Administración gestione en la ciudad [111].

¹⁵² Controlando el límite térmico, desequilibrios, desaprovechamiento de capacidad, entre otras variables.

5.3 Resultados concretos del caso práctico.

Utilizando los datos suministrados por el caso práctico Smartcity Málaga se puede concluir que tras la aplicación de las tecnologías y metodología para conseguir una Smart Grid nos acercamos a los objetivos establecidos por la Comisión Europea: 20% renovables y 20% reducción emisiones CO₂ y 20% mejora eficiencia:

Incremento del uso de energías renovables.

El proyecto Smartcity Málaga ha perseguido una mayor integración de las fuentes de energía renovables dentro de la red eléctrica. La principal ventaja reside en que este tipo de energías son más limpias que las de los procesos de generación convencionales asociados a combustibles fósiles, a lo que hay que añadir las ventajas de acercar la generación al consumo, que reduce las pérdidas de energía en la red y mejora el aprovechamiento de las infraestructuras de distribución existentes.

Este proyecto ha demostrado cómo es posible conseguir, mediante el desarrollo de las tecnologías desplegadas en el proyecto, un fuerte aumento de la utilización de generación a partir de fuentes de energía renovables. En la siguiente gráfica (Fig.92) se muestra la evolución temporal del incremento del uso de energías renovables, en el periodo de tiempo comprendido entre octubre de 2012 y enero de 2013, por medio de la representación de los valores de cálculo diario y mensual, esto es, del valor promedio en las últimas 24 horas o 30 días, respectivamente.

En esta gráfica se observa cómo, a pesar de la fluctuación en los valores diarios debido principalmente a la arbitrariedad y variabilidad de las fuentes de energía renovable, el valor medio mensual del objetivo se sitúa cercano al 15%.

Reducción de emisiones de CO₂

El objetivo de ahorro de emisiones de CO₂ en el proyecto se situó en el 20% del consumo anual, lo que se traduce en alrededor de 6.000 toneladas anuales de CO₂ solamente en la zona

objeto del proyecto¹⁵³, lo que resulta ser una clara muestra para el beneficio social, el medio ambiente y para la sostenibilidad de este tipo de iniciativas.

Por lo tanto, el desarrollo de las tecnologías comprendidas en el proyecto contribuye a la reducción de la huella ecológica en el área de Smartcity Málaga. En la Fig.93 se muestra la evolución temporal en la reducción de emisiones de CO₂, en el periodo de tiempo comprendido entre octubre de 2012 y enero de 2013, por medio de las curvas de cálculo diario y mensual.

En el gráfico puede verse cómo el valor medio mensual, que muestra la tendencia de manera más firme que el diario, se sitúa por encima del 15%. Esta reducción en las emisiones de CO₂ procede, fundamentalmente, del ahorro alcanzado en el consumo en alumbrado público, y en los clientes de elevada potencia contratada, del segmento residencial y de pymes, así como a la disminución de las pérdidas técnicas de energía, a la utilización del vehículo eléctrico, y a la generación de renovables en media y baja tensión en la zona.

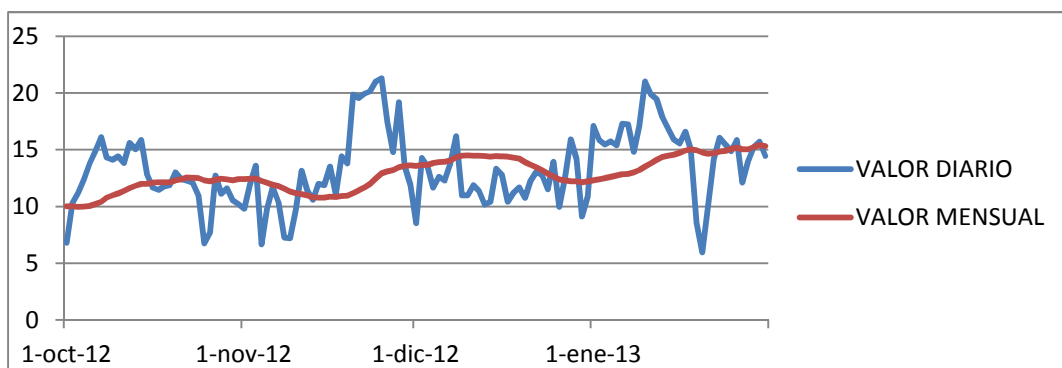


Fig. 92. Incremento del uso de las energías renovables.

153 Calculado según el criterio del Observatorio de la Electricidad WWF España. Enero 2014, las emisiones y residuos radioactivos se calculan al multiplicar el consumo eléctrico por los siguientes factores:

Dióxido de carbono (CO₂): 0,114 kg/kWh

Dióxido de azufre (SO₂): 0,244 g/kWh

Óxidos de nitrógeno (NO_x): 0,173 g/kWh

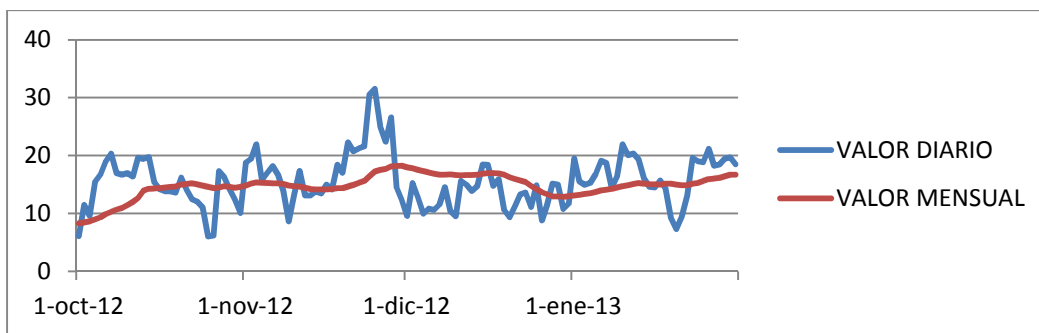


Fig. 93. Reducción de emisiones de CO₂.

Mejora de la eficiencia energética

Las iniciativas comprendidas en el proyecto persiguen contribuir al mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, tratando de disminuir en la medida de lo posible las pérdidas de los distintos sistemas que componen la red y proporcionando a los usuarios finales de la energía diferentes tecnologías y aplicaciones que le permitan realizar un uso más eficiente de la energía.

En la siguiente figura, Fig.94, se muestra la evolución temporal en la mejora de la eficiencia energética, en el periodo de tiempo comprendido desde octubre de 2012 a enero de 2013, por medio de las curvas de cálculo diario y mensual.

En este caso, el valor mensual se encuentra por encima del 25%. Esta mejora en la eficiencia energética se basa en:

- La eficiencia del sistema de distribución, que experimenta una disminución de la demanda de energía a nivel global de la zona gracias fundamentalmente a la alta disponibilidad y capacidad de la planta de cogeneración de 10MW, un aplanamiento en la curva general de demanda, y una disminución de las pérdidas técnicas en todos los niveles de tensión.
- La eficiencia en el consumo de energía, que comprende todas aquellas acciones locales realizadas en el proyecto: disminución en el consumo dedicado a alumbrado público, reducción en el consumo de clientes de elevada potencia contratada, del segmento residencial y de pymes —si bien cada uno con sus particularidades, aumento de la disponibilidad de energía renovable por medio de sistemas de almacenamiento y por

cobertura del vehículo eléctrico con tecnología V2G, y mayor eficiencia de los sistemas de procesamiento de datos empleados en el proyecto.

Mención especial merece la implantación de sistemas de monitorización y control en distintos consumidores, que permitió, por un lado, disponer de amplia información para el usuario y, por otro lado, obtener medidas para evaluar el ahorro obtenido.

Para dicho estudio, se seleccionaron un grupo de 50 participantes, elegidos en base a su consumo y su conocimiento técnico, para una correcta utilización de los dispositivos de monitorización, de los que 25 fueron incluidos en el análisis de detalle. La fase de pruebas se inició en diciembre de 2011.

Se ha evaluado el patrón de consumo de los participantes, comparando la facturación durante el periodo de análisis (enero 2012-junio 2012) y un periodo histórico previo (2008-2011). El 42% de los participantes ha obtenido una reducción importante en su consumo superior al 10%, mientras que el 33% de los participantes mantiene su nivel de consumo anterior, con variaciones comprendidas en torno a +10% y -10%. El 25% restante, por el contrario, ha incrementado su consumo en más del 10%. No obstante, no es fácil asegurar en un estudio de esta naturaleza que los cambios observados en el patrón de consumo estén motivados exclusivamente por la instalación de estos dispositivos de eficiencia energética, ya que estos también pueden deberse a causas externas como la situación económica del momento, la sustitución de antiguos electrodomésticos por nuevos equipos más eficientes o el cambio de uso de la vivienda. Lo que sí se puede afirmar es que el usuario cambia sus uso de la energía cuando tiene más información sobre ésta.

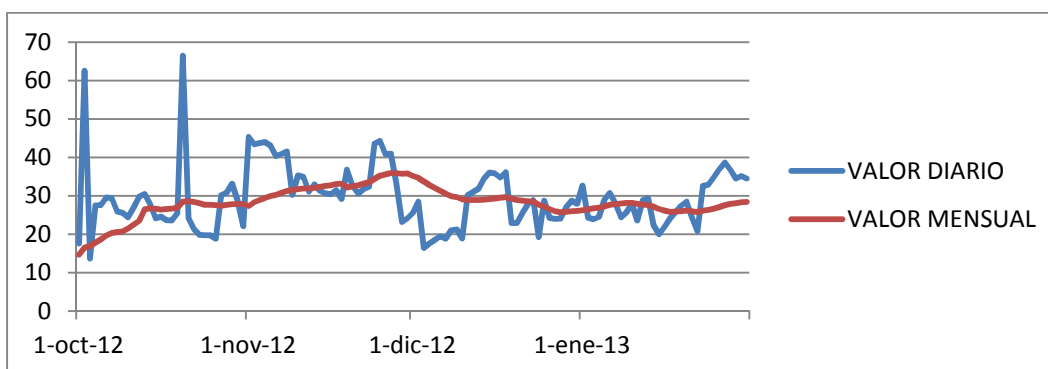


Fig. 94. Mejora de la eficiencia energética.

5.4 Conclusiones finales

Según todo lo analizado estos años de trabajo en la presente tesis y la experiencia adquirida en los proyectos relacionados se puede concluir que:

- El nuevo entorno social, económico y legislativo induce ya a un rápido cambio del modelo energético actual, éste sólo será posible gracias a la implantación de las tecnologías de Smart Grids. Ya no hay vuelta atrás.
- Existe capacidad sin uso en las redes eléctricas que podría optimizarse gracias a la implantación de las Smart Grids. Hay que avanzar en la gestión de la curva de la demanda y su aplanamiento para conseguir la optimización del uso de las redes actuales. La capacidad existente en las redes de media tensión, si se aplanan la curva de consumo, es muy alta.
- Es totalmente necesaria una capa de comunicaciones en la red eléctrica y de automatización e inteligencia que permitirá la integración de la telegestión, de la generación distribuida, el almacenamiento, el vehículo eléctrico y sistemas eficientes.
- La integración de mucha más generación renovable distribuida cerca del consumo hará mucho más eficiente el uso de la energía, evitando grandes inversiones, disminuyendo las pérdidas y mejorando el medioambiente.
- Un despliegue masivo de vehículos eléctricos será posible, hay capacidad en las redes eléctricas siempre y cuando se gestione la demanda con inteligencia en la infraestructura de recarga. Todo ello mejorará la calidad de vida en las ciudades.
- La operación de la red eléctrica será bidireccional y descentralizada y gestionará millones de datos que se obtendrán en tiempo real de todos los puntos que le interese al Operador de la Red y a las empresas que ofrecerán nuevos servicios a los usuarios conectados.
- La gestión de toda la información que se obtenga de la red podrá proporcionar el desarrollo de nuevos servicios o negocios y una tarificación variable para los clientes. Los usuarios de la red pasarán a ser participantes activos en el nuevo modelo energético.
- Con la implantación de tecnologías de Smart Grid se conseguirá un modelo energético más sostenible, eficiente, rentable, adaptable y de gran calidad para las futuras generaciones de ciudadanos.

En mi opinión todos estos cambios sólo serán posibles si las empresas eléctricas, los usuarios de la red y el propio legislador avanzan juntos en la misma dirección. Es totalmente necesario un cambio de hábitos en los ciudadanos y una nueva legislación que regule la implantación de las tecnologías de Smart Grids en las redes actuales. El nuevo modelo energético eficiente y sostenible del futuro dependerá de todo ello.

5.5 Red eléctrica del futuro.

Se puede concluir afirmando que la red eléctrica del futuro o Smart Grid será una red eléctrica que integre de manera inteligente las acciones de todos los usuarios conectados a ella, bien sean generadores, consumidores, o una combinación de ambas figuras, con el objetivo de suministrar energía eléctrica de manera eficiente, sostenible, económica y segura. Para ello será fundamental la instalación de sensores, sistemas de procesamiento de señal y comunicaciones digitales que permitirán que la red sea observable, controlable, automatizada –con posibilidad de adaptación y de autocatización- y plenamente integrada, esto es, con operatividad total con los sistemas actuales y capaz de incorporar nuevos actores energéticos [112] [113] [114].

En la Fig.95 se muestra un esquema en el que se puede resumir desde arriba hacia abajo las necesidades reales existentes, las nuevas funcionalidades que se deben desarrollar en la Smart Grid y las tecnologías que lo están posibilitando, esto es de forma resumida:

- Es muy necesario: optimizar la operación de las redes actuales, mejorar la eficiencia, dar solución a las nuevas necesidades de los clientes, no olvidar ni la sostenibilidad ni la propia rentabilidad del negocio eléctrico y, por supuesto, cumplir los objetivos legales establecidos para la integración de las renovables, la mejora de la eficiencia y la reducción de las emisiones.
- Para ello es fundamental la instalación de una capa de comunicaciones y sistemas sobre la red eléctrica actual que facilite el flujo de información de nuevos sensores, contadores o elementos inteligentes instalados, más generación y almacenamiento distribuido y más electrónica inteligente en la red
- Todo ello desarrollando e instalando: la telegestión, una automatización más avanzada, generación y almacenamiento distribuido, más ofertas tarifarias, gestión activa de la demanda y más inteligencia en cualquier nuevo elemento de la red como puede ser la infraestructura de recarga del vehículo eléctrico.

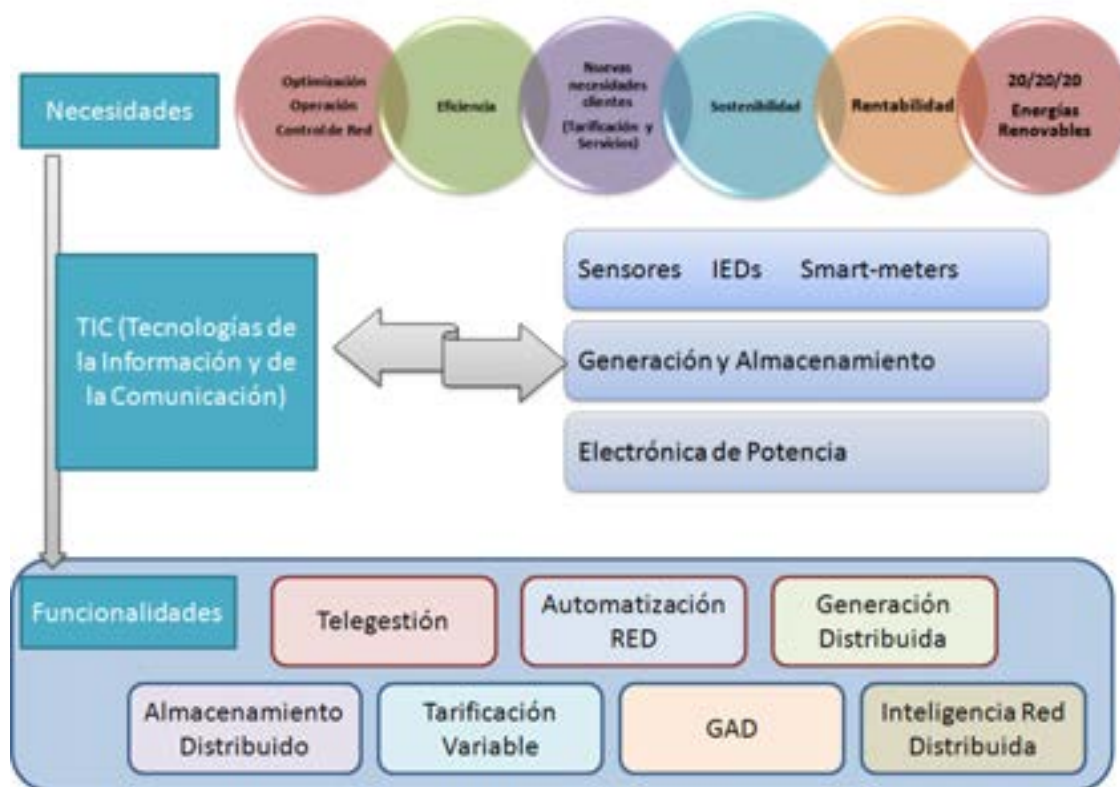


Fig. 95: Smart Grids: Necesidades y funciones.

En los últimos años, como se ha dicho anteriormente, el concepto de Smart Grid ha pasado de ser un término manejado en círculos científicos a convertirse en una necesidad reconocida en todos los foros energéticos, debido a los siguientes factores:

- Lucha contra el cambio climático promovida en Europa por la política comúnmente conocida como 20/20/20, la cual establece la necesidad de producir energía libre de CO₂ y la mejora de la eficiencia, lo que subyace en una mayor penetración de las energías renovables y un uso más eficiente de las redes eléctricas.
- Optimización de las infraestructuras ya existentes de distribución de la energía eléctrica: la potencia media de uso de una red de distribución es inferior al 40% de su capacidad máxima; sin embargo, las Compañías Eléctricas se ven obligadas a realizar cuantiosas inversiones año tras año para satisfacer unas puntas de demanda que se dan durante menos de un 1% del tiempo de uso para cumplir con los requisitos de seguridad y calidad de suministro. Una red mejor gestionada permitiría reducir la inversión en nuevas infraestructuras o en renovación de las existentes, garantizando

o mejorando los estándares actuales de calidad y seguridad de suministro a los consumidores.

- Tal como vimos en el apartado 4.1.1 si la curva de la demanda fuese totalmente plana, en la zona de Málaga capital, se tendría un 45,83% de capacidad en la red de media tensión; y si se calcula la capacidad existente usando la pendiente media de la curva se puede hablar de la posibilidad de aprovechar un 35,78% más de capacidad ya instalada en la red que se utilizaría para nuevos usos.
- Según la capacidad existente en la red de media tensión de Málaga capital se ha podido concluir que, en caso de aplanamiento de la curva de la demanda hacia la pendiente media, existe una capacidad excedente en las líneas de media tensión de 278,85 MW que puede ser utilizada para integrar nuevos usuarios de la red, ya sean consumidores, generadores o infraestructura de recarga del vehículo eléctrico.
- Mejora de la eficiencia: los avances tecnológicos permiten un uso cada vez menor de energía para obtener los mismos parámetros de uso de un determinado elemento, como son luminarias, electrodomésticos o climatización eléctrica. Estas nuevas tecnologías deben ser incorporadas en todos los distintos procesos.
- Nuevas necesidades del usuario final: en la medida en que cada vez hay más cargas críticas conectadas al sistema eléctrico, el usuario final exige una mayor fiabilidad y calidad de la energía que consume. Esto sucede tanto en el ámbito doméstico, por exigencias de confort, como en el industrial, por exigencias de calidad de producción. Asimismo, el usuario es consciente de que puede obtener ahorros importantes si adapta sus condiciones de consumo y modifica sus hábitos.
- El vehículo eléctrico: la electrificación del transporte es uno de los pasos más importantes que se están dando hacia la descarbonización de nuestra sociedad. Este cambio implica una serie de retos tecnológicos, varios de ellos relacionados con las redes eléctricas y el sistema de generación. Este es el caso del impacto en la red eléctrica de la carga de baterías; por un lado, la problemática que puede surgir si se carga un número elevado de vehículos al mismo tiempo provocando una saturación de la red; por otro lado, el uso de electrónica de potencia para la gestión energética puede provocar problemas asociados a la calidad de suministro; por último, sólo si la energía procede de fuentes renovables, se estará produciendo un efecto positivo en el medio ambiente.

Resumiendo, y cómo se vio en el apartado 4.2, para dar respuesta a todas las necesidades enunciadas en los párrafos anteriores y obtener alguna ventaja adicional, la red eléctrica del futuro debe contar con la implantación de las siguientes funcionalidades:

- Telegestión
- Tecnologías de Información y Comunicación
- Electrónica de Potencia más inteligente
- Gestión automatizada de la red de distribución
- Integración de generación distribuida
- Integración de almacenamiento distribuido
- Gestión Activa de la Demanda.
- Nuevos servicios energéticos
- Integración recarga del vehículo eléctrico
- Nuevos sistemas
- Usuarios más informados y más activos
- Legislación y retribución alineada con los objetivos, [115][116][117][118][119][120]

Las Smart Grids, van a suponer un punto y seguido en la evolución de las redes eléctricas hacia el modelo energético eficiente y sostenible del futuro.

Gracias a las Smart Grids la operación de las redes eléctricas, tal y como se la conoce hasta ahora, dará un giro de 180º para convertirse en una operación optimizada, descentralizada y bidireccional que ayudará a conseguir todos los objetivos deseados.

5.6 Líneas futuras de investigación

De cada una de las tecnologías estudiadas y propuestas en la metodología surgen necesidades de nuevas líneas de investigación y posibilidades de desarrollo de nuevas líneas de negocio.

Después de las experiencias realizadas a lo largo de estos años de pruebas nos ha quedado claro que es muy necesario el desarrollo paralelo de una legislación que posibilite este avance e implantación de tecnologías de Smart Grid sobre las redes actuales. La mayor parte de las tecnologías desplegadas en el caso práctico Smartcity Málaga no cuentan con una legislación específica que regule cómo hacerlo. Es por ello que lo más importante sería impulsar toda esa legislación y sistema retributivo que diese el soporte e impulso necesario para el futuro de las Smart Grids (ya existen muchos grupos de trabajo relacionados con las Smart Grids en CE, Eurelectric, EDSO, ENTSO, CNE, Futured, entre otros).

A nivel técnico opino que habría que seguir avanzando en los siguientes puntos como los más urgentes:

- **ICT**¹⁵⁴: analizar su importancia y las posibilidades de las tecnologías hoy disponibles. Investigar si se debe optar por tecnologías en redes propias o depender de operadores externos. Analizar las distintas opciones de redes de comunicación según la necesidad a comunicar para cada proceso. [124][125][126][127]
- **DER**: debido a la creciente presencia y protagonismo de la generación distribuida, almacenamiento y vehículo eléctrico en las redes hay que estar preparado para una gestión descentralizada y eficiente ante un posible despliegue del autoconsumo. Hay que preparar la electrónica de potencia para poder implantar una operación descentralizada y bidireccional que integre perfectamente a toda la generación distribuida y a un posible despliegue masivo del autoconsumo/almacenamiento. Es necesario desarrollar todos los dispositivos y sistemas de gestión que permitan la integración masiva de estas fuentes de energía.[135][136]
- **GAD**: las posibilidades de negocio para empresas, agregadores, posible ahorro para el consumidor, máximo uso de la infraestructura para el DSO, y para la sociedad hacen necesario el desarrollo de nuevos sistemas de gestión activa de la demanda. Se pueden ya desarrollar nuevas líneas de negocio relacionadas, siempre y cuando

¹⁵⁴ Information and Communications Technology.

aumente la oferta tarifaria y las posibilidades técnicas y legales de gestionar las cargas. [140]

- **Power Quality:** buscar soluciones para el sobredimensionamiento de la red si sólo se la prepara para el momento más desfavorable, optar por soluciones más adaptadas: selección de fase, compensación local de reactiva, control de la punta, aplanamiento de la demanda y mantenimiento predictivo. Se debe avanzar en técnicas de planificación de las redes futuras optimizando el uso de los datos y de las redes actuales.
- **Smart Cities,** desarrollar las tecnologías y sistemas necesarios para llevar a cabo avances en otras áreas de la ciudad que deben ser Smart: tráfico, parkings, gas, jardines, recogida de basura, o administración electrónica, entre otras. Aquí hay aún mucho recorrido.
- **Sistemas,** serán necesario testar nuevas formas de gestionar tantos datos usando nuevas tecnologías como el Big Data, y a la vez controlar el uso correcto y seguro de dicha información: la cibersecurity es una nueva línea a explorar en profundidad.
- **Infraestructura de recarga del VE,** hay aún que avanzar en las tecnologías de recarga V2G, V2H, inducción o microgrids, en sus protocolos de comunicación y estandarización de sistemas de carga y de cobro. Además de seguir investigando en los dispositivos de control de la infraestructura que permita integrarla de una manera eficiente en las redes de distribución. Esta es otra de las líneas de trabajo que más posibilidades de implantación futura pueden tener. [157][158][159][160]
- **Análisis coste-beneficio:** es necesario estudiar en detalle por cada tecnología smart su coste y sus potencialidades para la red, y detectar necesidades legislativas para el desarrollo de los nuevos negocios regulados. Habrá que trabajar junto al Regulador de cada país teniendo claro los beneficios bien cuantificados de cada una de las tecnologías de Smart Grid que se pretendan instalar.

Después de estos años y esta experiencia real nos queda claro que la red tradicional de distribución eléctrica debe transformarse en una red de contribución más eficiente, sostenible y rentable, una red que gestiona de manera más óptima los activos instalados para aprovechar al máximo la capacidad existente, y una red operada de manera descentralizada y bidireccional, donde el futuro será posible sólo si las empresas energéticas, los usuarios de la red y los reguladores trabajan juntos en la misma dirección.

En la siguiente tabla los cambios necesarios futuros:

La red del siglo XX	La red del siglo XXI
Diseño de red N-1	Diseño de red N-2
Electromecánica	Digital
Comunicación Unidireccional	Comunicación Bidireccional
Generación centralizada	Generación Distribuida
Topología radial	Topología mallada
Pocos sensores	Bastantes sensores
Red “ciega”	Monitorización en tiempo real
Operación semi-manual	Operación semi-automática
Estática	Adaptativa
Diagnóstico manual	Sistemas expertos en diagnósticos
Decisiones mediante sistemas de emergencia	Decisiones asistidas, predictivas y simuladas
Control de flujo de carga limitado	Sistema de control de flujo de carga en todo el sistema
Porcentaje limitado de información	Información completa
Pocas posibilidades para el usuario	Muchas posibilidades de interacción para el usuario

Tabla 15. Red tradicional vs Red inteligente futura

Anexo 1

iDevices. Concepto y funcionalidades

6 Anexo 1. iDevices. Concepto y funcionalidades.

Para conseguir una automatización avanzada y con ello una red inteligente es primordial desarrollar e instalar iDevices en los centros de transformación y en todos los puntos de la red de los cuales se quiere obtener información en tiempo real (gracias a las comunicaciones instaladas previamente) y a los cuales se quiere darles órdenes sobre lo que hacer con la energía en cada momento, por ejemplo: reducir el consumo, generar hacia la red o almacenar la energía, o bien cargar o no un vehículo eléctrico.

En un futuro los propios concentradores del sistema de telegestión se transformarán en estos iDevices, pasando a ser los Multi Service Concentrator, que aunarán toda la inteligencia necesaria en los CTs para los distintos servicios asociados necesarios para el DSO.

Los *iNodes* son los dispositivos sobre los que delega el centro de control para automatizar la gestión de la red, ya que son los equipos encargados de ejecutar los algoritmos y procedimientos definidos para una Smart Grid, siendo capaces de actuar con autonomía y de forma descentralizada, aunque siempre en función de los requisitos que le imponga el centro de control ante la toma de decisiones.

En cualquier caso en todo momento es posible, para el centro de control, adquirir el control total de un segmento de la red. De acuerdo con la filosofía de control descentralizado puesta en práctica en el proyecto Smartcity Málaga, se han establecido dos niveles jerárquicos para los *iNodes*, a nivel de subestación (*iNodeSE*) y a nivel de centro de transformación (*iNodeCT*).

Por su parte, los dispositivos *iSockets* conectan los *iNodes* de nivel superior con los puntos de generación, consumo y almacenamiento. Siguen las órdenes y directrices de los *iNodes* de aguas arriba y reportan toda la información local al nivel superior para el correcto funcionamiento del sistema.

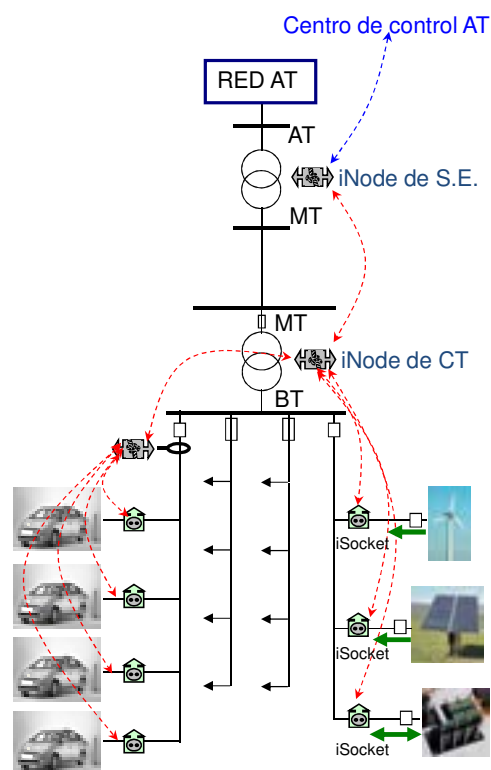


Fig. 96. Esquema simplificado de arquitectura de control. *iNodes-iSockets*

Los *iNodeSE* e *iNodeCT* son los encargados de ejecutar los algoritmos que se les decida programar, por ejemplo algoritmos de *self-healing*¹⁵⁵ y de control de la red de distribución, de la generación, o algoritmos de control de potencia reactiva, algunos comentados más adelante.

Además, el *iNode-iSocket* también puede ser un producto para el sector de la generación distribuida y almacenamiento de energía, así como para el sector de la eficiencia y *smartmetering*.

En un nivel de detalle mayor, cabe destacar las siguientes funciones principales del *iNode* para cada uno de los sectores involucrados en la automatización de la red:

- AMI: Concentrador de Telegestión:
 - Lectura y totalización de concentradores (Energía, V, f...).
 - Totalización (anti-fraude).

¹⁵⁵ Algoritmos de autocicatrización.

- Balance de fases.
- Límite de potencia.
- ADA: Automatización avanzada:
 - Auto-cicatrización: detección, aislamiento, recuperación de faltas.
 - Operación de la red.
 - Gestión de descargos.
 - Automatización de líneas.
- DER: Regulación microgrids (a nivel de mDER o iNodeCT):
 - Regulación o posible limitación de generación de potencia activa (AGC).
 - Regulación de tensión.
 - Compensación de reactiva.
 - Posible deslastre de generación y consumo.

Funciones básicas propuestas para el iNode MT/BT:

- Actúa como concentrador autónomo.
- Muestra a los niveles superiores una vista virtual de los elementos inferiores.
- Control de generación y de consumo.
- Medición de energía y precio en tiempo real.
- Gestión de activos.
- Monitorización del sistema.

Además de las funciones anteriores si el iNode se sitúa en la cabecera de línea de MT, pasa a ser el iNode SE, y realiza las siguientes funciones:

- Monitorización, protección, control y automatización de la red de MT.
- Funciones de RTU.
- Funciones de integración de controladores mDER¹⁵⁶, iNode MT/BT.

Como se indica anteriormente, a efectos de regulación de microrredes, el *iNodeCT* coordina los *iSockets* conectados a las salidas de BT del CT con el fin de optimizar la potencia en el

¹⁵⁶ Mini Generación y almacenamiento

transformador de MT/BT, como se muestra en la Fig.97. En este caso, el *iNodeCT* recibe de *iNodes* de orden superior los siguientes parámetros:

- Modo: Normal/Emergencia.
- Tarifas según tramos horarios. Energía y peaje desagregados.
- Previsiones: Del tiempo y de la demanda.

Hacia el segmento de BT (microgrid), el *iNodeCT* actúa sobre los diferentes *iSockets*. El *iNodeCT* envía de forma particularizada a cada *iSocket*:

- Modo: Normal/Emergencia.
- Interruptor de línea: Orden de abrir/cerrar.
- Consignas: De P y Q.

Y recibe de los *iSockets*:

- Medidas reales de P y Q.
- Telemetría y alarmas.

Además, el *iNodeCT* permite comunicación Modbus TCP con sistemas de supervisión y monitorización a nivel de cuadro de CT.

Asimismo, en el proyecto Smartcity Málaga se empleó el *iNodeCT* como pasarela para transferir información de los *iSockets* a un Centro de Monitorización y Diagnosis, a través del mismo protocolo IEC 61850.

Por su parte, los *iSockets* conectan los *iNodes* de nivel superior con los dispositivos (ahora activos) de generación y consumo. Siguen las órdenes y directrices de los *iNodes* y reportan toda la información local al nivel superior para su correcto funcionamiento.

Entre las **funciones principales de un *iSocket*** destacan las siguientes:

- AMI: Concentrador de Telegestión:
 - Lectura (Energía, V, f...).
 - Totalización (anti-fraude).
 - Asociación línea de BT y fase-cliente.
 - Balance de fases.
 - Real-time *Pricing*.
 - Deslastre, falta de pago. Límite de potencia.

- ADA: Automatización avanzada:
 - Auto-cicatrización: Detección de faltas.
 - Medida de corriente por línea de BT.
 - Operación de la red.
 - Gestión de descargos.
 - Totalización.
 - Asociación cliente-línea.
 - LV-Scada.
- DER: Regulación microgrids (*a nivel de iSocket*):
 - Regulación o posible limitación de generación de potencia activa (AGC).
 - Regulación de tensión.
 - Compensación de reactiva.
 - Posible deslastre de generación y consumo.

Los *iSockets* actúan sobre los diferentes dispositivos de potencia conectados a recursos de generación. Envía de forma particularizada a cada convertidor:

- Consignas: De P y Q.
- Órdenes sobre el interruptor de potencia.

Y recibe de los dispositivos de potencia:

- Medidas reales de P y Q.
- Telemetría y alarmas.

Funciones básicas propuestas para el iSocket MT y BT

- Reportan la información local al nivel superior.
- Gestión de cargas pasivas o activas según señales externas; precio, volumen y consumo.
- Gestión de generación y almacenamiento.
- Control de sincronismo.
- Gestión de potencia reactiva.
- Control de tensión.
- Filtrado de armónicos.

- Respuesta ante faltas.
- Registros históricos de consumo y generación.
- Medida de energía para optimización de cargas.
- Interfaz hombre/máquina para los usuarios.
- Interfaz con compañía distribuidora.

A continuación se presentan los dispositivos desarrollados para desempeñar las funciones descritas para la automatización avanzada de una Smart Grid.

Equipo *iNodeSE*

El dispositivo encargado de realizar las funciones de *iNodeSE* en el proyecto Smartcity Málaga, es el equipo *INGESAS* desarrollado y fabricado por Ingeteam Technology. La Fig.98, extraída del documento “*INGESAS - Hardware Reference Manual*” de Ingeteam Technology, muestra una imagen del módulo IC3541, el rack que contiene los distintos módulos funcionales del equipo. Dos de los módulos que integran algunas de las funciones más importantes de este dispositivo en su desempeño como *iNodeSE*, son el procesador y el módulo de comunicaciones, mostrados en la Fig.99.

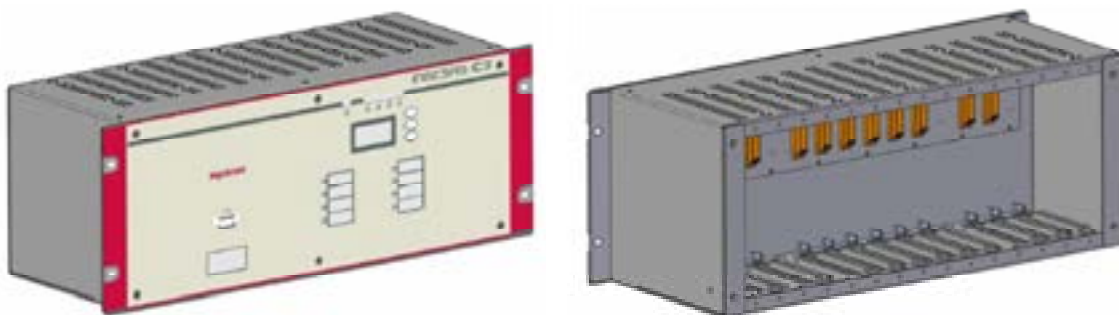


Fig. 97. Equipo INGESAS desarrollado por Ingeteam Technology (*iNodeSE*)

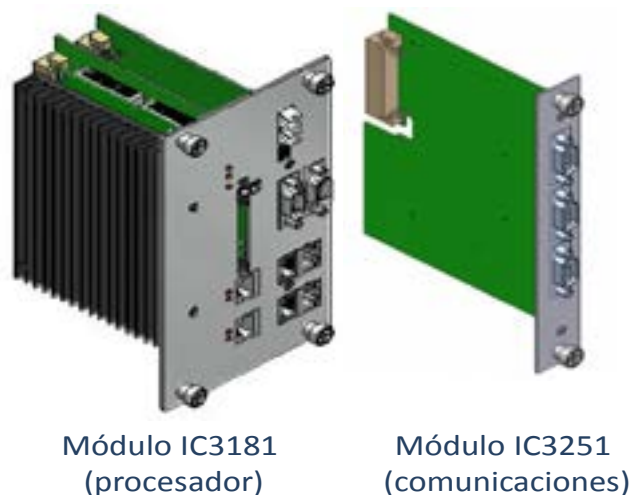


Fig. 98. Módulos del equipo INGESAS (iNodeSE)

Equipo *iNodeCT*

El *iNodeCT* (o *iNode MT/BT*) es un sistema electrónico que actúa como concentrador de datos autónomo, mostrando a los niveles superiores una vista virtual de los elementos en niveles inferiores de la red. La Fig.100 muestra el dispositivo desarrollado por GPtech.

El *iNodeCT* está formado por dos componentes hardware distintos, el *iNodeUCC* y el *iNodeGW*.

El *iNodeUCC* comunica, por un lado con los *iSockets*, y por otro lado, con el *iNodeGW*. En la comunicación con los *iSockets*, el *iNodeUCC* actúa como un cliente modbus, mientras que en la comunicación con el *iNodeGW* lo hace como servidor modbus, sirviendo al *iNodeGW* los datos obtenidos de los *iSockets*. Sin embargo, el *iNodeGW* actúa como cliente modbus del *iNodeUCC* y como servidor IEC 61850.



Fig. 99. iNodeCT desarrollado por GPtech

Equipo *iSocket*

Como se ha indicado, el *iSocket* cuenta con un módulo procesador Rabbit de la serie 4000. El módulo principal del microprocesador RCM4000 es un dispositivo integrado de control Ethernet que posee inteligencia y conectividad a Internet lo que permite a los dispositivos ser monitorizados y controlados de forma remota.

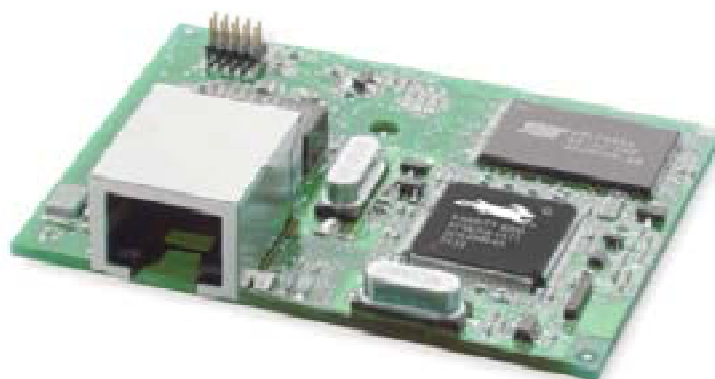


Fig. 100. Tarjeta Rabbit RCM4000 del *iSocket*

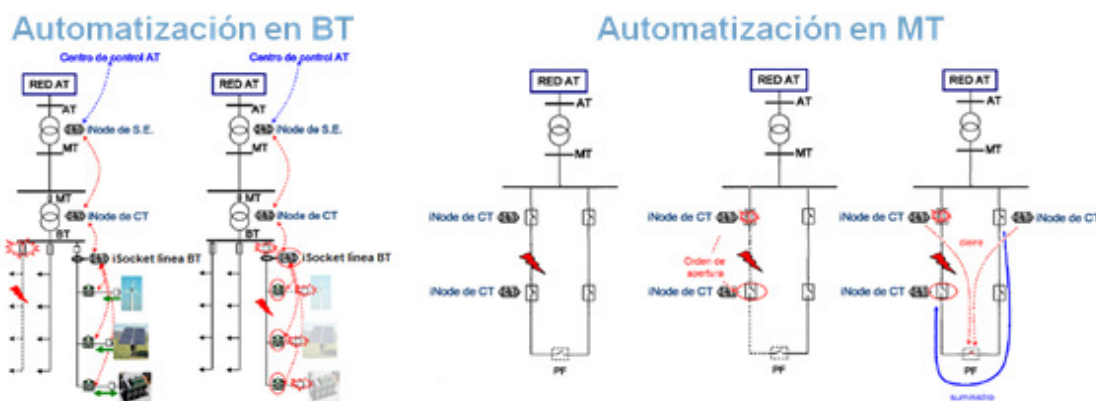


Fig. 101. Resumen funcionamiento automatización BT y MT.

En la Fig.102 queda detallado de manera esquemática el uso de estos iDevices en la operación de MT y BT, ofreciendo al operador de red múltiples posibilidades que hasta ahora no existían.

Algunos de los ejemplos más interesantes aplicados de una automatización avanzada de la red usando iNodes e iSocket han sido:

- **Micro VCR¹⁵⁷**: referido al automatismo de regulación de potencia reactiva controlador de histéresis, controla por niveles de tensión¹⁵⁸. Funciona de la siguiente forma:
 - Implementado a nivel de iNodeSE en cabecera de línea.
 - Vigila la tensión en los CCTT.
 - Si la tensión desborda de una franja, calcula y distribuye la consigna de Q a los equipos de generación.

La curva roja es la tensión q mide el iNode.. Cuando sube el HH¹⁵⁹ se enciende la compensación de reactiva. El iNode ordena a los iSocket que absorban reactiva para bajar esa tensión, (sólo lo pueden hacer si hay un inversor en ese punto). El iSocket transmite la información a la

¹⁵⁷ Voltage Control Restore.

¹⁵⁸ Funciona como un termostato de calefacción.

¹⁵⁹ Nivel High High.

electrónica de potencia del inversor al que está conectado. Cuando llega al nivel HL¹⁶⁰ se desconecta. Se controla tocando el coseno de ϕ .

El objetivo final es regular las tensiones dentro de los límites definidos, q serán los legales. Con la ventaja de que virtualmente es gratis. El inversor no necesita baterías para entregar reactiva y los inversores inyectarían la reactiva que sea necesaria cuando las tensiones se salgan de los límites. Deja de actuar cuando llega a VHL.

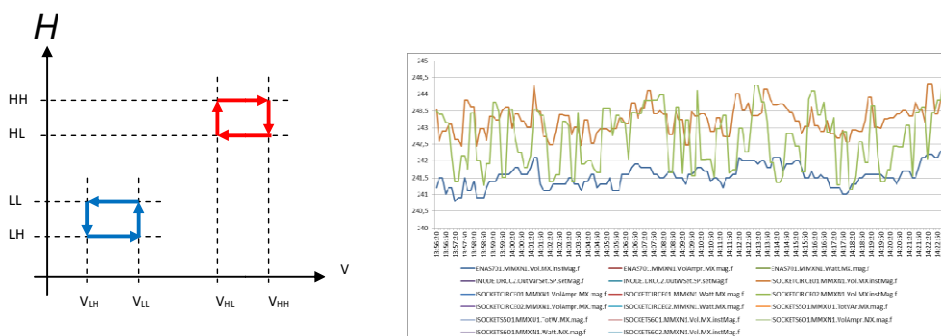


Fig. 102. Regulación de potencia reactiva.

- **Micro AGC¹⁶¹**: regulador integral diferencial. Función del iNode, con el fin de ajustar la curva de la demanda.

Controla la potencia activa en función de la potencia instantánea o la potencia media filtrando la potencia media diaria e intentando ir hacia esa media.

El regulador PID (software instalado en el iNode) manda una consigna común a todos los iSockets y en función de la necesidad de deslastre de energía, entregarán más o menos energía en cada punto.

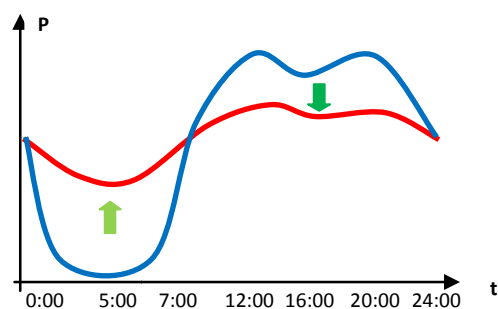


Fig. 103. Regulador de potencia activa.

¹⁶⁰ Nivel High Low.

¹⁶¹ Automatic Gain Control.

- **VCR:** El automatismo de cálculo del precio de la energía, es otra de las funcionalidades muy útiles en estos desarrollos, funcionando de la siguiente manera:
 - Implementado a nivel de iNodeSE en cabecera de línea.
 - Monitorizando la potencia de cabecera de línea.
 - Calculando el precio energía y/o la consigna de potencia.
 - Distribuyendo el precio a los nodos de generación.

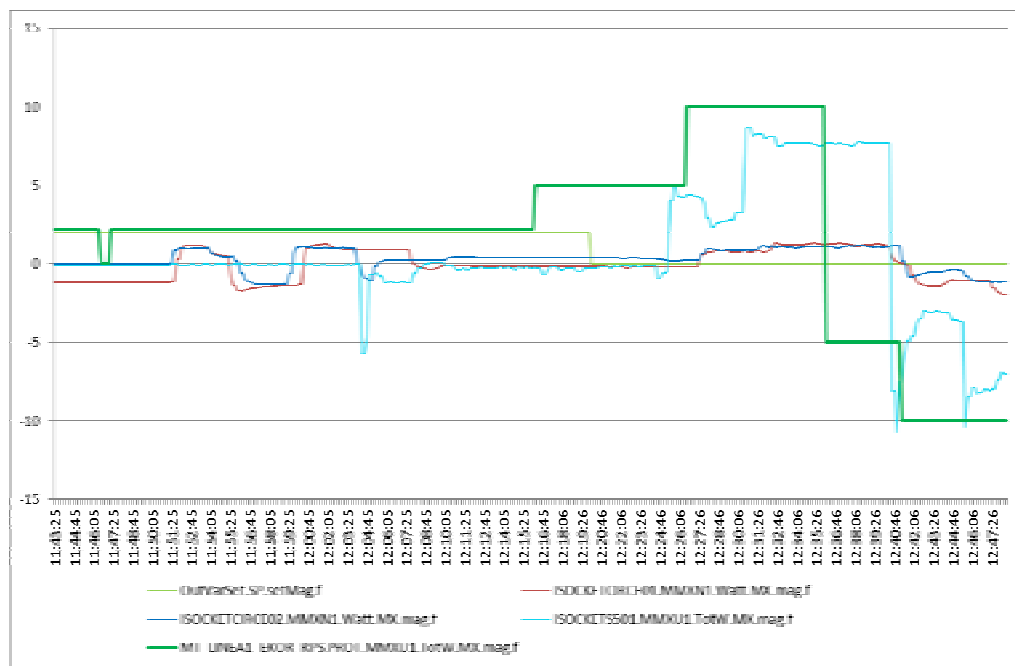


Fig. 104. Regulador de precios.

Anexo 2

Siglas y acrónimos

7 Anexo 2. Siglas y acrónimos

AC: Alternating Current

ADA: Advanced Distribution Automation

AFE: Active Front End Converter

AGC: Automatic Gain Control

AICIA: Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía

AMI: Advanced Metering Infrastructure

AMR: Automatic Meter Reading

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

AT: Alta Tensión

BMS: Battery Management System

BPL: Broadband over Power Lines

BT: Baja Tensión

CA: Corriente Alterna

CC: Centro de Control

CAN: Controller Area Network

CBM: Condition Base Maintenance

CD: Centro de Distribución

CDTI: Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial

CE: Comisión Europea

CEER: Council of European Energy Regulators

CENER: Centro Nacional de Energías Renovables

CGO: Centro de Gestión de Operaciones

CIEDS: Centro de Investigaciones Estratégicas y de Desarrollo Económico y Social

CIEMAT: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

CIRCE: Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos

CIS: Customer Information System

CNE: Comisión Nacional de Energía

CPE: Customer Premises Equipment

CPU: Central Processing Unit

CT: Centro de Transformación

DC: Direct Current

DER: Distributed Energy Resources

DMS: Distribution Management System

DSM: Demand System Management

DSO: Distribution System Operator

EDAR: Estación Depuradora de Aguas Residuales

EMS: Energy Management System

EP: Electrónica de Potencia

ESE: Empresa de Servicios Energéticos

EVA: Etil-Vinilo Acetato modificado

FO: Fibra Óptica

GAD: Gestión Activa de la Demanda

GD: Generación Distribuida

GEI: Gases Efecto Invernadero

GID: Gestor Inteligente de Distribución

GIS: Geographic Information System

GPRS: General Packet Radio Service

HE: Head-end

HH: High High

HL: High Low

IBM: International Business Machines

ICT: Information and Communications Technology

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

IDEA: Agencia de Innovación y Desarrollo de Andalucía

IED: Intelligent Electronic Device

IP: Internet Protocol

IREC: Instituto de Investigación en Energía de Cataluña

JETRO: Japan External Trade Organization

KPI: Key Performance Indicator

LED: Light-Emitting Diode

mDER: mini Generación y almacenamiento

MPLS: Multiprotocol Label Switching

MT: Media Tensión

NEDO: New Energy and Industrial Technology Development Organization

NIEPI: Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada

OCDE: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos

OCR: Organismos de Corte de la Red

OMS: Outage Management System

ORSE: Órgano Regional de Mediación del Servicio Eléctrico

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

OSPF: Open Shortest Path First

PC: Personal Computer

PF: Punto Frontera

PLC: Power Line Carrier

PM: Primera Maniobra

Profibus: Process Field BUS

PYME: Pequeña Y Mediana Empresa

RFID: Radio Frequency IDentification

RMS: root mean squared. 230V rms.

RTU: Remote Terminal Unit

SaaS: Software as a Service

SAI: Sistema de Alimentación Ininterrumpida

SABT: Supervisión Avanzada de Baja Tensión

SAD: Sistema de Almacenamiento Doméstico

SBT: Supervisión de Baja Tensión

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition

SDH: Synchronous Digital Hierarchy

SGAD: Sistema de Gestión Activa de la Demanda

SM: Segunda Maniobra

SOC: State Of Charge

SQRA: Security, Quality, Reliability, Availability

TCP: Transmission Control Protocol

THD: Total Harmonic Distortion

TIC: Tecnologías de la Información y la Comunicación

TIEPI: Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada

TV: Televisión

UCT: Unidad Compacta de Telemando

VCR: Voltage Control Restore

VE: Vehículo Eléctrico

VLAN: Virtual Local Area Network

VPN: Virtual Private Network

VPP: Virtual Power Plant

VRF: Virtual Routing and Forwarding

V2G: Vehicle to Grid

V2H: Vehicle to Home

Wi-Fi: Wireless Fidelity

WiMAX: Worldwide Interoperability for Microwave Access

ZEM2ALL: Zero Emission Mobility To All

μDER: micro Generación y almacenamiento

Anexo 3

Referencias

8 Anexo 3.Referencias

- [1] H. Farhangi, "The path of the Smart Grid," IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 8. No. 1, pp. 18–28, Jan. 2010.
- [2] J. Wang, A. Huang, W. Sung, Y. Liu, and B.J. Baliga, "Smart Grid technologies," IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 3. No. 2, pp.16–23, June 2009.
- [3] J. Fan and S. Borlase, "The evolution of distribution," IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 7. No. 2, pp. 63–68, March/April 2009.
- [4] IDC, "Análisis de las Ciudades Inteligentes en España 2011"
<http://www.lacatedralonline.es/innova/system/Document/attachments/12351/original/IDCCiudadesinteligentes.pdf>
- [5] IDC, "Análisis de las Ciudades Inteligentes en España 2012"
http://www.portalidc.com/resources/white_papers/IDC_Smart_City_Analysis_Spain_ES.pdf
- [6] IBM, "2012 Smarter Cities Challenge" <http://smartercitieschallenge.org/recipients2012.html>
- [7] Ayuntamiento de Málaga, "Málaga, finalista en el premio mundial de ciudades inteligentes"
http://energia.malaga.eu/portal/menu/portada/portadad/destacado_0002
- [8] Living Labs Global Award 2012, "Winners for the LLGA 2012"
<http://www.llga.org/project.php?idP=425>
- [9] El Mundo, "Málaga, ciudad inteligente de España por su grado de implantación tecnológica"
http://www.elmundo.es/elmundo/2011/09/28/andalucia_malaga/1317221058.html
- [10] Engineering & Technology, "Smart Grid Thinking", 23 may - 5 June 2009, p 46-49.
- [11] IEEE Power & Energy Magazine, "The Path of the Smart Grid".
- [12] European Comission, "Smart Grids: from innovation to deployment", Brussels, 2011
- [13] Md. Rahat Hossain, Amanullah Maung Than Oo, and A B M Shawkat Ali "Evolution of Smart Grid and Some Pertinent Issues", Power Engineering Research Group, CQUniversity, North Rockhampton, Queensland, Australia
- [14] A. Vojdani, "Smart integration," IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 6. No. 6, pp. 71–79, Nov./Dec. 2008.

- [15] Forbes, "The top five Smartest Cities in Spain and why the US should care"
<http://www.forbes.com/sites/jaynejung/2011/10/24/the-top-five-smartest-city-in-spain-and-why-the-us-should-care/>
- [16] The Wall Street Journal, "What Spain's Smart Cities can the the World"
<http://blogs.wsj.com/tech-europe/2011/10/25/what-spains-smart-cities-can-teach-the-world/>
- [17] El Pais, "Ciudades Superdotadas"
http://elpais.com/diario/2011/11/20/negocio/1321797813_850215.html
- [18] RTVE (Informe Semanal), "Smartcity: Ciudades del Futuro"
<http://www.rtve.es/alacarta/videos/informe-semanal/informe-semanal-ciudades-piensen/1319720/>
- [19] EuropaPress, "Expertos aseguran que las ciudades inteligentes supone una oportunidad de negocio para las empresas" <http://www.europapress.es/andalucia/sostenible-00672/noticia-expertos-aseguran-ciudades-inteligentes-supone-oportunidad-negocio-empresas-20120716164333.html>
- [20] Diario del sur, "El proyecto Smartcity Málaga, galardonado en los Living Labs Global Awards 2012" [Online] URL: <http://www.diariosur.es/20120507/local/malaga/proyecto-Smartcity-malaga-galardonado-201205071833.html>
- [21] Europa. Directiva 2009/72/CE del parlamento europeo y del consejo. 13 de julio de 2009
- [22] Europa. COM(2008) 772 final. Bruselas, 13 de noviembre de 2008:
http://europa.eu/legislation_summaries/energy/energy_efficiency/en_0002_es.htm
- [23] Europa. COM(2011) 112 final. Bruselas, 8 de marzo de 2011: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0112:FIN:ES:PDF>
- [25] Europa. COM(2011) 163 final. Bruselas, 31 de marzo de 2011: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0163:FIN:ES:PDF>
- [25] SmartRegions, "European Landscape Report 2012"
<http://www.smartregions.net/default.asp?sivulD=26927>
- [26] U.S Energy Information Administration, "Smart Grid Legislative and Regulatory Policies and Case Studies": <http://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/>
- [27] Y. Ota, H. Taniguchi, T. Nakajima, K. M. Liyanage, J. Baba, and A. Yokoyama, "Autonomous Distributed V2G (Vehicle-to-Grid) considering Charging Request and Battery Condition"
- [28] Kyohei Kurohane, Akie Uehara, Tomonobu Senjyu, Atsushi Yona, Naomitsu Urasaki, Toshihisa Funabashi and Chul-Hwan Kim, "Control strategy for a distributed DC power system"

with renewable energy”, University of the Ryukyus, Meidensha Corporation, Japan, Sungkyunkwan University and NPT Center, South Korea

[29] Wes Frye, “Transforming the Electricity System to Meet Future Demand and Reduce Greenhouse Gas Emissions”, Cisco Internet Business Solutions Group, November 2008.

[30] Pacific Northwest National Laboratory, “Department of Energy Putting Power in the Hands of Consumers through Advanced Technology”, January 2008, <http://www.pnl.gov/topstory.asp?id=285>

[31] Plan de direccionamiento de Telecontrol y servicios IP en redes “TRAME” y de Operador. Versión 11. 25/03/2009. Endesa Servicios (009-016-00001501.doc)

[32] Diseño Red Telecomunicaciones Smartcity. Versión 2.0. 05/12/2012. BARIK (Smartcity_Final_r02.pdf)

[33] Diseño lógico de red Smartcity. Versión 1.0. 05/12/2012. BARIK (DisenoLogico_final_r0.1.pdf)

[34] Tabla servicios red Smartcity. SMCT_E_Servicios_SMCT_WP04_v1r0.xls

[35] Hughe, J.S., 2010. The Integrated Energy and Communication Systems Architecture. Volumes I–IV. EPRI, Palo Alto, California.

[36] Alvarez, F., Rudnick, H., 2010. Impact of energy efficiency incentive on electricity distribution companies. IEEE Transactions on Power Systems 25(4), 1865–1872.

[37] Cédric, C., 2011. Smart Grids: another step towards competition, energy security and climate change objectives. Energy Policy 39, 5399–5408.

[38] Hossain Rahat, Amanullah Maung Than, Shawkat Ali, A.B.M., 2010. Evolution of Smart Grid and some pertinent issues. In: Proceedings of the 20th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC).

[39] Dolen, Von, 2008. Intelligent Grid Architecture: Metering and Consumer Systems. EPRI, Palo Alto, California.

[40] Ngar-yin Mah, D., Vander Vleuten, J.M., Hills, P., Tao, J., 2012. Consumer perceptions of Smart Grid development: Results of a Hong Kong survey and policy implications. Energy Policy 49, 204–216.

[41] Unificación comunicaciones acceso en cabeceras de zona. 29/04/2010. Endesa Servicios. (AP_ST0130_IG10601_PROY_Unificación comunicaciones acceso en cabeceras Zona.doc)

[42] ISO 9506: Industrial automation systems. Manufacturing Message Specification

[43] ISO/IEC 8802-3: 1993(E) ANSI/IEEE Std 802.3, Edición de 1993

[44] Lund, H., Kempton, W., 2008. Integration of renewable energy into the transport and electricity sector through V2G. *Energy Policy* 36, 3578–3587.

[45] I.A. Grant Wilson, Peter G. McGregor, David G. Infield, Peter J. Hall, Grid-connected renewables, storage and the UK electricity market. *Renewable Energy* [1] Swift-Hook DT. Grid-connected intermittent renewables are the last to be stored. *Renewable Energy* 2010;35(9):1967e9.

[46] Y. Nishizaki, H. Irie, A. Yokoyama, and Y. Tada, “Coordinated Control of Blade Pitch Angle of Wind Turbine Generators and Battery for Frequency Regulation and the Battery Capacity Reduction,” in *Proc. 2008 International Conference on Electrical Engineering (ICEE)*, No. O-052.

[47] H. Irie and A. Yokoyama, “Modeling for Frequency Control Analysis of Power System with a Large Penetration of Wind Power Generation by a lot of Controllable Heat Pump Systems and Battery Systems,” in *Proc. 2008 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, No. 0455.

[48] K. M. Liyanage, A. Yokoyama, Y. Ota, H. Taniguchi, and T. Nakajima, “Coordinated Control of Elements in Ubiquitous Power Networks to Support Load Frequency Control,” in *Proc. 2009 International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS)*.

[49] K. M. Liyanage, A. Yokoyama, Y. Ota, T. Nakajima, H. Taniguchi, “Impacts of Communication Delay on the Performance of a Control Scheme to Minimize Power Fluctuations Introduced by Renewable Generation under Varying V2G Vehicle Pool Size,” in *Proc. 2010 IEEE Smart GridComm*.

[50] Kyohei, Uehara, Akie, Senjyu, Tomonobu, Yona, Atsushi, Urasaki, Nao-mitsu, Funabashi, Toshihisa, Kim, Chul-Hwan, 2011. Control strategy for a distributed DC power system with renewable energy. *Renewable Energy* 36 (1), 42–49.

[51] A. Brooks, E. Lu, D. Reicher, C. Spirakis, and B. Weihi, “Demand Dispatch”, *IEEE Power & Engineering Magazine*, Vol.8, Issue.3, pp.20-29, May. 2010.

[52] K.T. Chau, Y.S. Wong and C.C. Chan, “An overview of energy sources for electric vehicles,” *Energy Conversion and Management (ECM)*, Vol.40, No. 10, pp. 1021–1039, July 1999.

[53] Perujo A, Ciuffo B. The introduction of electric vehicles in the private fleet: potential impact on the electric supply system and on the environment. A case study for the province of Milan, Italy. *Energy Policy* 2010;38(8):4549e61

[54] K.T. Chau, C.C. Chan and C. Liu, “Overview of permanent-magnet brushless drives for electric and hybrid electric vehicles,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics (TIE)*, Vol. 55, No. 6, pp. 2246–2257, June 2008.

- [55] C.C. Chan and K.T. Chau, "An advanced permanent magnet motor drive system for battery-powered electric vehicles," IEEE Transactions on Vehicular Technology, vol. 45, no. 1, pp. 180-188, February 1996.
- [56] K.T. Chau, C.C. Chan, and Y.S. Wong, "Advanced power electronic drives for electric vehicles," Electromotion, vol. 5, no. 2, pp. 42-53, April-June 1998.
- [57] C. Liu, K.T. Chau, and X. Zhang, "An efficient wind-photovoltaic hybrid generation system using doubly-excited permanent-magnet brushless machine," IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol.57, No. 3, pp.831 –839, March, 2010.
- [58] Z. Zhong, C. Xu, B. J. Billian, L. Zhan, S-J. Steven Tsai, R. W. Conners, V. A. Centen, A. G. Phadke, and Y. Liu, "Power System Frequency Monitoring Network (FNET) Implementation", IEEE Trans. Power Systems, Vol.20, No.4, pp.1914-1921, 2005.
- [59] J. A. Orr, A. E. Emanuel, and K. W. Oberg, "Current harmonics generated by a cluster of electric vehicle battery chargers," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, pp. 691-700, 1982.
- [60] K. Clement-Nyns, E. Haesen, and J. Driesen, "The impact of charging plug-in hybrid electric vehicles on a residential distribution grid," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, pp. 371-380, 2010.
- [61] Hajimiragha, A., Caizares, C.A., Fowler, M.W., Elkamel, A., 2010. Optimal transitory plug-in hybridelectric vehicles in Ontario, Canada, considering the electricity- grid limitations. IEEE Transactions on Industrial Electronics 57(2), 690–701.
- [62] W. Kempton, V. Udo, K. Huber, K. Komara, S. Letendre, S. Baker, D. Brunner, and N. Pearre, "A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System", Publications of MAGICC (Mid-Atlantic Grid Interface Cars Consortium) [Online]. Available: http://www.magicconsortium.org/_Media/test-v2g-in-pjmjan09.pdf, Jan. 2009.
- [63] K. Shimizu, T. Masuta, Y. Ota, and A. Yokoyama, "Load Frequency Control in Power System Using Vehicle-to-Grid System Considering the Customer Convenience of Electric Vehicles", in Proc. 2010 International Conference on Power System Technology (PowerCon)
- [64] Kempton, W., Tomic, J., 2005. Vehicle-to-grid power implementation: from stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. Journal of Power Sources 144(1), 280–294.
- [65] Y., Taniguchi, H., Nakajima, T., Liyanage, K.M., Baba, J., Yokoyama, A., 2010. Autonomous distributed V2G (Vehicle-to-Grid) considering charging request and battery condition.
- [66] "Nissan LEAF Electric Car," Nissan, 2010 [Online]. Available: <http://www.nissanusa.com/leaf-electric-car/>.

- [67] Mitsubishi, "i MiEV Mitsubishi inovative Electric Vehicle," 2010,[Online]. Available: <http://www.mitsubishi-motors.com/special/ev/>.
- [68] Chevrolet, "2011 Volt Electric Car," 2010 [Online]. Available: <http://www.chevrolet.com/electriccar/>.
- [69] "IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems", IEEE Std 1588-2002, 2002.
- [70] "IEEE Standard for a Precision Clock Synchronization Protocol for Networked Measurement and Control Systems", IEEE Std 1588-2008 (Revision of IEEE Std 1588-2002), July 2008.
- [71] IETF, "[RFC5905] Network Time Protocol Version 4: Protocol and Algorithms Specification" [Online] URL: <http://tools.ietf.org/html/rfc5905>
- [72] Cisco, "OSPF Support for Fast Hellos" http://www.cisco.com/en/US/docs/ios/12_0s/feature/guide/fasthelo.html
- [73] ITU, "Recommendation I.122: Framework for frame mode bearer services" [Online] URL: <http://www.itu.int/rec/T-REC-I.122>
- [74] Cisco, "Frame Relay Traffic Shaping": <http://www.cisco.com/warp/public/125/21.pdf>
- [75] M. Brenna, C. Bulac, G.C. Lazaroiu, G. Superti-Furga, and E. Tironi, "DC power delivery in distributed generation systems," 13th International Conf. on Harmonics and quality of Power, pp. 1–6, 2008.
- [76] Römer, Philipp Reichhart, Johann Kranz, Arnold Picot, The role of smart metering and decentralized electricity storage for Smart Grids: The importance of positive externalities, Energy Policy 50, 2012, 486–495.
- [77] Shireen,W.;Patel,S,2010.Plug-inhybrid electric vehicles in the Smart Grid environment. In:Proceedings of the IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition,pp.1–4.
- [78] Wang, J., Huang, A., Sung, Woongje, Liu, Yu, Baliga, B.J., 2009. Smart Grid technologies. IEEE Transactions on Industrial Electronics Magazine3(2),16–23.
- [79] S.Goel, Y.Hong, V. PapaKonstantinou, D. Kloza. " Smart Grid Security". Springer. ISBN: 978-1-4471-6662-7
- [80] IEC-61850: Substation Automation

[81] IEC-61850-7-2: Communication networks and systems in substations. Part 7-2: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Abstract communication service interface (ACSI)

[82] IEC-61850-7-3: Communication networks and systems in substations. Part 7-3: Basic communication structure for substation and feeder equipment. Common data classes.

[83] IEC-61850-7-4: Communication networks and systems in substations. Part 7-4: Basic communication structure for substation and feeder equipment. Compatible logical node classes and data classes.

[84] ENDESA MPLS LOW LEVEL DESIGN (LLD). Versión 1.0. 20/05/2010. TELINDUS. (LLD_ENDESA_MPLS v.1.0.pdf).

[85] Cisco, “Configuring Frame Relay Traffic Shaping” [Online] URL: http://www.cisco.com/en/US/docs/ios/12_0/qos/configuration/guide/qcfrts.html#wp4555

[86] Cisco, “Understanding Rapid Spanning Tree Protocol (802.1w)” http://www.cisco.com/en/US/tech/tk389/tk621/technologies_white_paper09186a0080094cfa.shtml

[87] “IEEE Standard for Local and Metropolitan Area Networks - Common Specification. Part 3: Media Access Control (MAC) Bridges - Amendment 2: Rapid Reconfiguration”, IEEE 802.1w, 2001.

[88] Resultados de la fase 1. Versión 8.3. 12/02/2009. TT La Salle. (ENTRE-N-0803-vf3-informe_progreso). Repositorio Consorcio SCMA.

[89] Direccionamiento red SMCT. Versión 16. 14/12/2012. ENDESA, ALCORT y TT la Salle (Direccionamiento SMCT_v16r23.xls)

[90] Cisco, "CGS 2520 configuration Guide", http://www.cisco.com/en/US/docs/switches/connectedgrid/cgs2520/software/release/12_2_53_ex/configuration/guide/2520-SCG.pdf

[91] La Salle TT, “SMCT_E_manual_de_pruebas_v3r2.pdf”, Capítulo 4.1

[92] La Salle TT, “SMCT_E_auditoria_configuraciones_v2r1.pdf”

[93] Endesa, “Seguridad-Cisco IOS Router-Mejores Prácticas Seguridad V1.0.docx”

[94] Endesa, “Seg Seguridad-Cisco IOS Switch-Mejores Prácticas Seguridad V1.0.docx”

[95] Endesa, “Seg Smartcity-Requerimientos V1.0.doc”

[96] Cisco, "Quality of Service on Cisco Catalyst 6500" [Online] URL:
http://www.cisco.com/en/US/prod/collateral/switches/ps5718/ps708/prod_white_paper0900aecd803e5269.html

[97] Cisco, "Enterprise Medianet Quality of Service Design 4.0—Overview" [Online] URL:
http://www.cisco.com/en/US/docs/solutions/Enterprise/WAN_and_MAN/QoS_SRND_40/QoS_Intro_40.html#wp62023

[98] C. Yu, K.T. Chau and J. Z. Jiang, "A flux-mnemonic permanent magnet brushless machine for wind power generation," AIP Journal of Applied Physics, Vol. 105, No. 7, Paper No. 07F114, pp. 1–3, April 2009.

[99] L. Jian, K.T. Chau and J.Z. Jiang, "A magnetic-geared outer-rotor permanent-magnet brushless machine for wind power generation," IEEE Trans. on Industry Applications, Vol. 45, No. 3, pp. 954–962 May/June 2009.

[100] Y. Fan, K.T. Chau and S. Niu, "Development of a new brushless doubly fed doubly salient machine for wind power generation, IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 42, No. 10, pp. 3455–3457, Oct. 2006.

[101] K.T. Chau, Y.B. Li, J.Z. Jiang and S. Niu, "Design and control of a PM brushless hybrid generator for wind power application," IEEE Trans. On Magnetics, Vol. 42, No. 10,, pp. 3497–3499, Oct. 2006.

[102] S. Niu, K.T. Chau, J.Z. Jiang and C. Liu, "Design and control of a new double-stator cup-rotor permanent-magnet machine for wind power generation," IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 43, No. 6,, pp. 2501–2503, June 2007.

[103] "Arquitectura de red Smartcity". Versión 4.4. 27/07/2011. La Salle TT
(SMCT_E_arquitectura_de_red_WP04_v4r4)

[104] H. Kakigano, Y. Miura, T. Ise, and R. Uchida, "Dc voltage control of the DC micro-grid for super high quality distribution," Power. Conversion Conference, Nagoya, pp. 518–525, 2007.

[105] IETF, "[RFC2661] Layer Two Tunneling Protocol "L2TP""
<http://www.ietf.org/rfc/rfc2661.txt>

[106] Cisco, "Configuring Layer 2 Tunneling Protocol (L2TP) over IPSec"
http://www.cisco.com/en/US/tech/tk583/tk372/technologies_configuration_example09186a0080093f6f.shtml

[107] IETF, "[RFC3931] Layer Two Tunneling Protocol - Version 3 (L2TPv3)"
<http://tools.ietf.org/rfc/rfc3931.txt>

[108] BM Reports website for historic pumped storage power data. URL,
http://www.bmreports.com/bsp/bsp_home.htm; 2010 [accessed 10.06.10].

- [109] Infield DG. Study of electricity storage and central electricity generation, Rutherford Appleton Laboratory Report. URL, <http://epubs.cclrc.ac.uk/workdetails?w=50349>; 1984 [accessed 01.07.10].
- [110] S. Carillo, J.R. Heredia-Larrubia, F.Perez Hidalgo. "SmartCity Málaga, a real-living lab and its adaptation to electric vehicles in cities". Energy Policy 62 (2013), 774-779.
- [111] Energy Information Administration, "Administration of International Energy Outlook Information 2008" <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/highlights.html>. J. Rogers, Duke Energy CEO, December 2007.
- [112] M. Ilic, "From hierarchical to open access electric power systems," Proceedings of the IEEE, Vol. 95, Issue 5, pp.1060-1084, May 2007 [10] S. M. Amin and B. F. Wollenberg, "Toward a Smart Grid," IEEE Power & Energy Magazine, Vol. 3, Issue 5, pp.34-41, Sep/Oct 2005.
- [113] F. F. Wu, K. Moslehi, and A. Bose, "Power system control centers: past, present, and future," Proceedings of the IEEE, Vol. 93, Issue 11, pp.1890- 1908, Nov 2005.
- [114] Darren Bilsborough, "Smart Grids: A Powerful Enabling Technology", Smart Grid Forum, 2009, [http://ece.curtin.edu.au/local/information/Darren Bill-Smart-Grids-Forum-Perth-301109.pdf](http://ece.curtin.edu.au/local/information/Darren%20Bill-Smart-Grids-Forum-Perth-301109.pdf)
- [115] España. Orden ITC/3022/2007. Boletín Oficial del Estado, núm. 250 de 18 de octubre de 2007, páginas 42390 a 42402: http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-18193
- [116] España. Orden ITC/3860/2007. Boletín Oficial del Estado, núm. 312 de 29 de diciembre de 2007, páginas 53781 a 53805: http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-22458
- [117] España. Orden IET/290/2012. Boletín Oficial del Estado, núm. 44 de 21 de febrero de 2012, páginas 15210 a 15212 http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2012-2538
- [118] España. Real Decreto 1110/2007. Boletín Oficial del Estado, núm. 224 de 18 de septiembre de 2007, páginas 37860 a 37875 http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2007-16478
- [119] España. Real Decreto 647/2011. Boletín Oficial del Estado, núm. 122 de 23 de mayo de 2011, páginas 51098 a 51113 http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2011-8910
- [120] España. Real Decreto 648/2011. Boletín Oficial del Estado, núm. 111 de 10 de mayo de 2011, páginas 47177 a 47188: <http://www.boe.es/boe/dias/2011/05/10/pdfs/BOE-A-2011-8125.pdf>

[121] España. Real Decreto 417/2012. Boletín Oficial del Estado, núm. 48 de 25 de febrero de 2012, páginas 16613 a 16615 <http://www.boe.es/boe/dias/2012/02/25/pdfs/BOE-A-2012-2724.pdf>

[122] K. Dooley and I. Brown, "Cisco IOS Cookbook 2nd Edition" Editorial O'Reilly. Capítulo 8. Diciembre 2006. ISBN-10: 0-596-52722-5

[123] Cisco, "OSPF Incremental SPF"
http://www.cisco.com/en/US/docs/ios/12_0s/feature/guide/ospfispf.html

[124] J.A. Tapia Cabrera, "Implementación de un sistema de medición y monitoreo de tráfico IP basado en software libre, con el fin de realizar una planeación adecuada de las capacidades de la red WAN de la empresa ALIANZANET S.A." Proyecto del Grado de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones de la Escuela Politécnica del Ejército, Sangolquí (Ecuador):
<http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/115/1/T-ESPE-024913.pdf>

[125] "IEEE Standard for Local and metropolitan area networks: Media Access Control (MAC) Bridges", IEEE 802.1D, June 2004.

[126] "IEEE Standard for Local and metropolitan area networks--Media Access Control (MAC) Bridges and Virtual Bridged Local Area Networks", IEEE 802.1Q, August 2011.

[127] "Supplement to MAC Bridges: Traffic Class Expediting and Dynamic Multicast Filtering", IEEE P802.1p/D6, May 1997.

[128] Differentiated Services (diffserv) Working Group,
<http://datatracker.ietf.org/wg/diffserv/charter/>

[129] Recommendations and drafts developed by Differentiated Services Working Group,:
<http://datatracker.ietf.org/wg/diffserv/>

[130] IETF, "[RFC2474] Definition of the Differentiated Services Field (DS Field) in the IPv4 and IPv6 Headers": <http://www.ietf.org/rfc/rfc2474.txt>

[131] Cisco, "L2TPv3: Layer-2 Tunnel Protocol Version 3":
http://www.cisco.com/en/US/docs/ios/12_3t/12_3t2/feature/guide/gtl2tpv3.html#wp1042665

[132] Center for Advanced Power & Environmental Technology (APET) of the University of Tokyo [Online]. Available: <http://www.apet.t.utokyo.ac.jp>

[133] "Smart Garage Charrette Report", Rocky Mountain Institute
[Online]. Available: http://move.rmi.org/files/smartgarage/SmartGarageCharretteReport_2.10.pdf, Dec. 2008.

[134] In: Proceeding of the Innovative Smart Grid Technologies conference Europe (ISGTEurope), IEEE PES.

[135] Allan G, Eromenko I, McGregor PG, Swales K. The regional electricity generation mix in Scotland: a portfolio selection approach. working papers 10e10.URL. University of Strathclyde Business School, Department of Economics,
http://www.strath.ac.uk/media/departments/economics/researchdiscussionpapers/2010/10-10_final.pdf; 2010 [accessed 10.06.10].

[136] Association of Electricity Producers website. URL, <http://www.aepuk.com/about-electricity/electricity-market/>; 2010 [accessed 10.06.10].

[137] Scottish Power press release. URL,
http://www.scottishpower.com/PressReleases_632.htm; 2006 [accessed 10.06.10].

[138] Elexon website. URL,
http://www.elexon.co.uk/documents/publications/guidance_notes_-_operating_within_the_bsc_arrangements,_market_entry_and_exit_/eta_beginners_guide.pdf; 2010 [accessed 10.06.10].

[139] National Grid website. URL,
<http://www.nationalgrid.com/uk/Electricity/Balancing/services/>; 2010 [accessed 10.06.10].

[140] Elexon website for historic market index data prices. URL,
<https://www.bsccentralservices.com/index.php/home/>; 2010 [accessed 03.02.11].

[141] Energy white paper: meeting the energy challenge. TSO (The Stationary Office), ISBN 9780101712422; 2007. p. 6.

[142] Climate change act 2008. TSO (The Stationary Office), ISBN 9780105427087; 2008 [chapter 27] p. 1.

[143] Eyer J, Corey G. Energy storage for the electricity grid: benefits and market potential assessment guide. URL. Sandia National Laboratories (SAND2010e0815),
<http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2010/100815.pdf>; 2010 [accessed 01.07.10].

[144] Blarke MB, Lund H. The effectiveness of storage and relocation options in renewable energy systems. Renewable Energy 2008;38(7):1499e507.

[145] Wilson IAG, McGregor PG, Hall PJ. Energy storage in the UK electrical network: estimation of the scale and review of technology options. Energy Policy 2010;38(8):4099e106.

[146] BACnet Today, A Supplement to ASHRAE Journal.

[147] The Electricity Journal, Elsevier Inc., April 2009, Vol.22, Issue 3.

[148] A. Ipakchi and F. Albuyeh, "Grid of the future," IEEE Power and Energy Magazine, Vol. 7, No. 2, pp. 52–62, Jan. 2010.

[149] Y. Fan, K.T. Chau and M. Cheng, "A new three-phase doubly salient permanent magnet machine for wind power generation," IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 42, No. 1,, pp. 53–60, January/February 2006.

[150] C. Liu, K.T. Chau, J.Z. Jiang and L. Jian, "Design of a new outer-rotor permanent magnet hybrid machine for wind power generation," IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 44, No. 6, pp. 1494–1497, June 2008.

[151] C. Liu, K.T. Chau, J.Z. Jiang and S. Niu, "Comparison of stat or permanent- magnet brushless machines," IEEE Transactions on Magnetics, Vol. 44, No. 11, pp. 4405–4408, November 2008.

[152] K.T. Chau, J.Z Jiang and Y. Wang, "A novel stator doubly fed doubly salient permanent magnet brushless machine," IEEE Transactions on Magnetics, vol. 39, no. 5, pp. 3001-3003, September 2003.

[153] Y. Wang, K.T. Chau, C.C. Chan, and J.Z. Jiang, "Transient analysis of a new outer-rotor permanent-magnet brushless dc drive using circuit field-torque time-stepping finite element method," IEEE Transactions on Magnetics, vol. 38, no. 2, pp. 1297-1300, March 2002.

[154] M. Cheng, K.T. Chau and C.C. Chan, "Static characteristics of a new doubly salient permanent magnet motor," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 16, no. 1, pp. 20-25, March 2001.

[155] M. Cheng, K.T. Chau, C.C. Chan, and E. Zhou, "Performance analysis of split-winding doubly salient permanent magnet motor for wide speed operation," Electric Machines and Power Systems, vol. 28, no. 3, pp. 277-288, March 2000.

[156] K.T. Chau, "Computer-aided design of a permanent magnet motor, "Electric Machines & Power Systems, vol. 19, no. 4, pp. 501-511, 1991.

[157] K.T. Chau and Y.S. Wong, "Hybridization of energy sources in electric vehicles," Energy Conversion and Management, Vol. 42, No. 9, pp.1059–1069, June 2001.

[158] K.T. Chau and C.C. Chan, "Emerging energy-efficient technologies forhybrid electric vehicles," Proceedings of IEEE (PIEEE), Vol. 95, No. 4,pp. 821–835, April 2007.

[159] M.S.W. Chan and K.T. Chau, "A switched-capacitor boost-multilevel inverter using partial charging," IEEE Transactions on Circuits and Systems II, vol. 54, no. 12, pp. 1145-1149, December 2007.

- [160] M.S.W. Chan, K.T. Chau and C.C. Chan, "A new switched-capacitor inverter for electric vehicles," *Journal of Asian Electric Vehicles*, vol. 4,no. 2, pp. 905-909, December 2006.
- [161] Y.S. Wong, K.T. Chau and C.C. Chan, "Battery sizing for plug-in hybrid electric vehicles," *Journal of Asian Electric Vehicles*, vol. 4, no.2, pp. 899-904, December 2006.
- [162] M. A. S. Masoum, P. S. Moses, and S. Deilami, "Load management in Smart Grids considering harmonic distortion and transformer derating, "in *International Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, 2010, pp. 1-7.
- [163] P. T. Staats, W. M. Grady, A. Arapostathis, and R. S. Thallam, "A statistical method for predicting the net harmonic currents generated by a concentration of electric vehicle battery chargers," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, pp. 1258-1266, 1997.
- [164] R. Bass, R. Harley, F. Lambert, V. Rajasekaran, and J. Pierce, "Residential harmonic loads and EV charging," in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2001, pp. 803-808 vol.2.
- [165] S. H. Berisha, G. G. Karady, R. Ahmad, R. Hobbs, and D. Karner, "Current harmonics generated by electric vehicle battery chargers," in *Proceedings of the 1996 International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth*, 1996,pp. 584-589 vol.1.
- [166] E. W. C. Lo, D. Sustanto, and C. C. Fok, "Harmonic load flow study for electric vehicle chargers," in *Proceedings of the IEEE 1999 International Conference on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, 1999, pp. 495-500 vol.1.
- [167] Y. Lu and J. Jiang, "Harmonic-study of electric vehicle chargers," in *Proceedings of the Eighth International Conference on Electrical Machines and Systems*, 2005, pp. 2404-2407 Vol. 3.
- [168] E. F. Fuchs and M. A. S. Masoum, *Power quality in power systems and electrical machines*: Academic Press/Elsevier, 2008.
- [169] Y. Baghzouz and S. Ertem, "Shunt capacitor sizing for radial distribution feeders with distorted substation voltages," *Power Delivery,IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 650-657, 1990.
- [170] H. C. Chin, "Optimal shunt capacitor allocation by fuzzy dynamic programming," *Elect. Power Syst. Res*, vol. 35, pp. 133–139, 1995.
- [171] T. S. Chung and H. C. Leung, "A genetic algorithm approach in optimal capacitor selection with harmonic distortion considerations," *Int. J.Elect. Power Energy Syst*, vol. 21, pp. 561–569, 1999.
- [172] D. Xia and G. T. Heydt, "Harmonic power flow studies, part I -Formulation and Solution," *IEEE Trans. on Power Apparatus andSystem*, vol. 101, pp. 1257-1265, 1982.

[173] S. Civanlar and J. J. Grainger, "Volt/Var Control on Distribution Systems with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Systems, IEEE Transactions on, vol. PAS-104, pp. 3291-3297, 1985.

[174] "Tesla Motors - High performance electric vehicles," Tesla Motors, 2010 [Online]. Available: <http://www.teslamotors.com/>.

8.1 Aportaciones científicas de la presente tesis

8.1.1 Papers

S. Carillo, J.R. Heredia-Larrubia, F.Pérez Hidalgo. "SmartCity Málaga, a real-living lab and its adaptation to electric vehicles incities". Energy Policy 62 (2013), 774-779.

En tramitación: S. Carillo, J.R. Heredia-Larrubia, F.Pérez Hidalgo. "Information and Communication technologies for SmartGrid. Smartcity Málaga: 40 km of PLC in a real living lab".

En tramitación: S. Carillo, M. Herreros, J.R. Heredia-Larrubia, F.Pérez Hidalgo. "Calculation of excess capacity in the urban network for Smart Grid".

8.1.2 Ponencias en Congresos

Congreso	fecha	lugar	Organizador
	2010		
ICT for tomorrow cities	07/04/2010	Singapore	Comisión Europea y ASEAN
III Foro Tics y Sostenibilidad	21/05/2010	Sevilla	AETIC
Smart Grids. Encuentro empresarial	10/06/2010	Madrid	Kotra. KEPCO. Gobierno Coreano.
Smart Metering. Nuevos negocios	01/07/2010	Madrid	Intereconomía
SIEF. Seoul Intenat. Electric Fair	09/09/2010	Corea	KEPCO
Next Generation Utilities	07/10/2010	Viena	GDS International
Smart Grid Summit	14/10/2010	Málaga	world trade group
Salón Eficiencia Energética	22/10/2010	Málaga	Inmoenergética. Palacio Congresos.
Smart Metering and Grid Southern Europe	29/10/2010	Roma	Oliverkinross
Nuevas Tecnologías Eficientes	03/11/2010	Madrid	Enerclub.
Jornadas Smart Grids	23/11/2010	Málaga	IEEE / ETSI Universidad Malaga
Congreso Nacional de Medio Ambiente	25/11/2010	Madrid	Conama. Colegios de Ingenieros e Ingenieros Técnicos de España.
	2011		
European Smart Metering Awards	27/01/2011	Londres	Premio obtenido.
5th Annual Strategic Asset Management for Utilities	02/03/2011	Berlín	Marcus Evans
Foro sobre "Infraestructuras Energéticas en la Comunidad de Madrid para el siglo XXI"	23/03/2011	Madrid	Consejería de Economía y Hacienda, Dirección General de Industria, Energía y Minas, junto con la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid
Smartgrids 2011	25/05/2011	Paris	Corp Evens / Union Française de l'Electricité
SIEF. Seoul Intenat. Electric Fair	10/09/2011	Corea	KEPCO
Metering Europe	15/09/2011	Amsterdam	Synergy-Events
Smartgrids: Vision, Strategic,	21/09/2011	Londres	ACI

Implementation			
G20	05/10/2011	Sevilla	Oficina Económica del Presidente del Gobierno
Greencities	06/10/2011	Malaga	Palacio Congresos
EmTech Spain	26/10/2011	Malaga	Opinno
Smartcity Expo Worl Congres	29/11/2011	Barcelona	Fira BCN
Techwindgrid 11	14/12/2011	Madrid	Asociación Empresarial Eólica España
	2012		
Malaga Valley-MIT	13/01/2012	Malaga	Malaga Valley-MIT
Transfiere	08/02/2012	Malaga	Palacio Congresos Malaga
Redes Inteligentes	24/04/2012	Madrid	ABB
11º Seminario Binacional de Gestión Pública Municipal (Vitoria – Gasteiz 2012)	17/05/2012	Vitoria	Fundación Cultural Hispano-Brasileña que depende de la Embajada de Brasil en Madrid
Energy & Utilities Forum	24/05/2012	Milán	IDC
Future Smart Grid	06/06/2012	Londres	SMI Group
Smart Grids Summit Madrid 2012	20/09/2012	Madrid	ACI
Smartgrids Conference	10/12/2012	Amsterdam	Synergy, Clarion Events Ltd
	2013		
Sostenibilidad Energética y ambiental	28/01/2013	Barcelona	FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL – FUNSEAM. Publicación ISBN: 978-84-470-4320-0
Ciudades del futuro. Reunión anual.	19/03/2013	Malaga	Colegio Ingenieros Andalucía Oriental
SEMINARIO SOBRE CLAVES PARA LA EMPRESA DEL FUTURO: SOSTENIBILIDAD E INNOVACIÓN	16/05/2013	Málaga	San Telmo
IV Congreso Internacional Regulación. SmartGrids	05/09/2013	Lima	Osinergmin
Eurogen	09/10/2013	Las Palmas de Gran Canarias	Catedra Endesa. Gobierno Canario
	2014		
Energy to Endure	03/04/2014	USA/CE	JNB Holding Company
Enerclub Accenture	05/06/2014	Madrid	Accenture
Renisla	25/06/2014	El Hierro	Unesco
Workshop del CIRED	15/06/2014	Roma	CIRED (Poster)

Anexo 4

Gráficas de carga

9 Anexo 4. Gráficas de carga

En este anexo se encuentran los datos de todas las subestaciones de Málaga capital que se han analizado en la presente tesis doctoral. Un total de 1.007.400 medidas horarias.

El conjunto de subestaciones y sus características principales vienen detalladas en la siguiente tabla:

Subestación	Tensión (KV)	Nº S/L	Nº Centros Distribución	Nº clientes
Centro	66/20	8	105	26 225
Ciudad Jardín	66/20	13	189	39889
Miraflores	66/20	8	127	18516
Montes	66/20	7	185	20161
Perchel	66/20	12	127	15985
Polígono	66/20	14	229	18448
Ramos	66/20	10	180	27214
San Sebastián	66/20	15	173	42951
Secundaria	66/20	19	170	54723
San Rafael	66/20	9	86	14860

Características principales de las subestaciones 10 de Málaga Capital. 2014

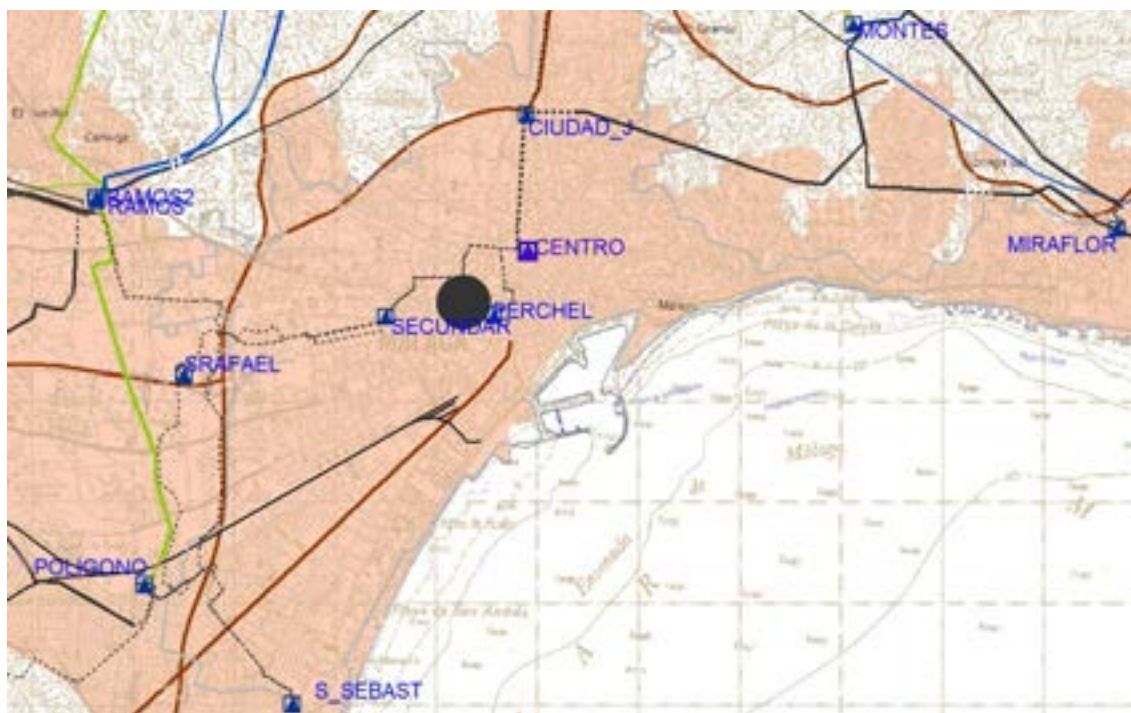


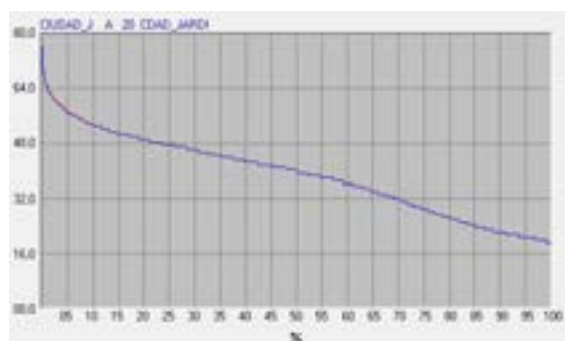
Ilustración 1. Localización de las subestaciones de Málaga Capital

CIUDAD JARDÍN

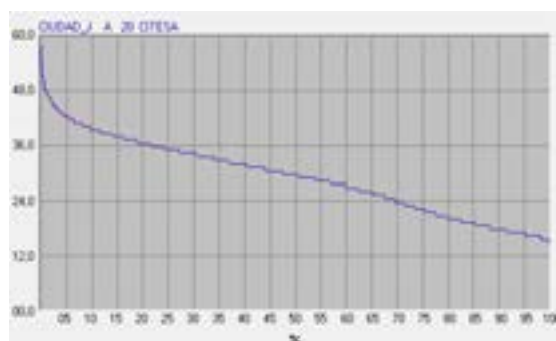
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Potencia Instalada MT/BT (KVA)	Potencia Contratada (KW)	Nº Clientes
Cdad_Jardi	2,965 (Sub)	11	10	5150	12739,4	3345
Citesa	3,577 (Sub)	9	7	2690	9448	2235
Cristo_Rey	4,889 (Sub)	13	20	11610	16330,6	3898
HuertaNuev	6,693 (Sub)	13	13	8310	12628,7	2780
Intendenci	2,819 (Sub)	9	10	5095	9162,3	2247
La_Palma	1,694 (Sub)	7	6	2875	4822,7	1458
Mangas_Verd	8,475: 2,203(Aer) 6,272 (Sub)	18	18	8325	19860,3	5340
Mediterran	4,045 (Sub)	12	13	7010	21317,6	5279
Pantano	42,678: 39,164 (Aer) 3,514 (Sub)	62	43	4290	5643	929
Period_Sur	0,900 (Sub)	1	1	0	670	1
Pque_Sur	3,580 (Sub)	12	13	7430	18439,6	4579
Rio	3,008 (Sub)	8	7	3730	7756,8	2702
Rosaleda	4,130 (Sub)	14	12	7930	23054,8	5096

Tabla 1. Propiedades de las líneas pertenecientes a la subestación Ciudad Jardín de Málaga Capital

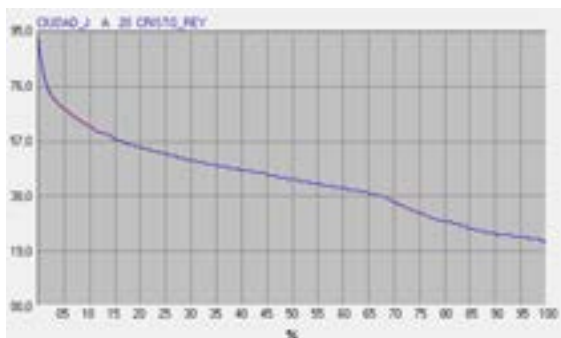
ANÁLISIS DE CARGA DEL AÑO 2014



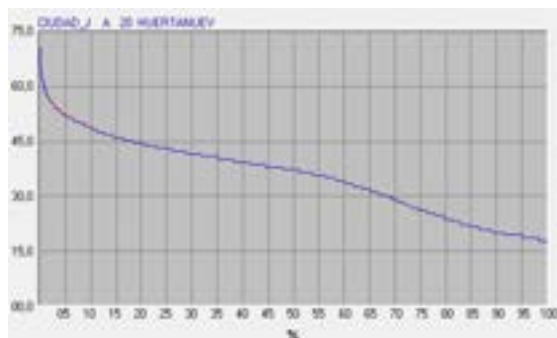
Línea Cdad_Jardi



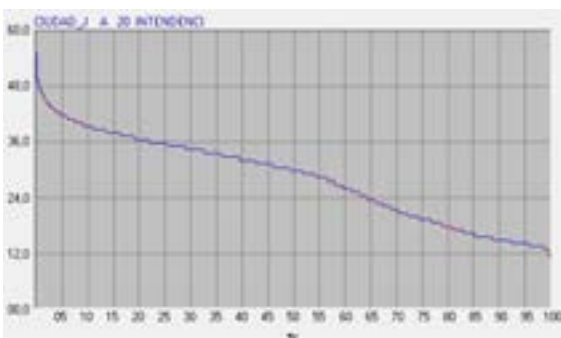
Línea Citesa



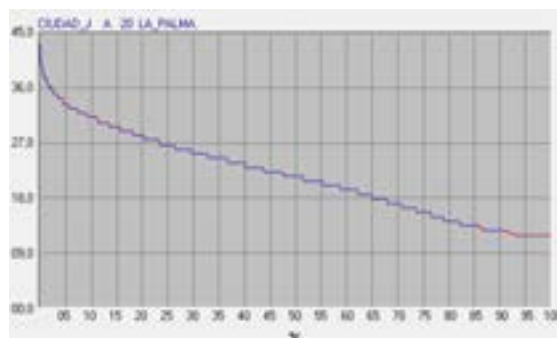
Línea Cristo_Rey



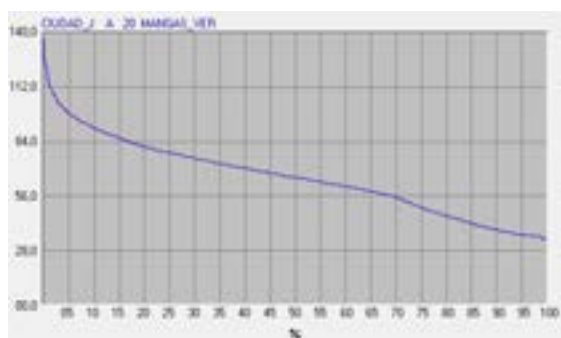
Línea HuertaNuev



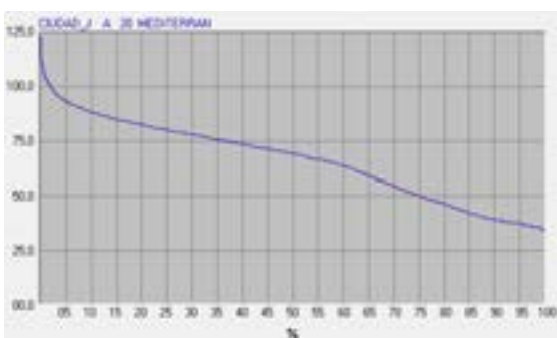
Línea Intendenci



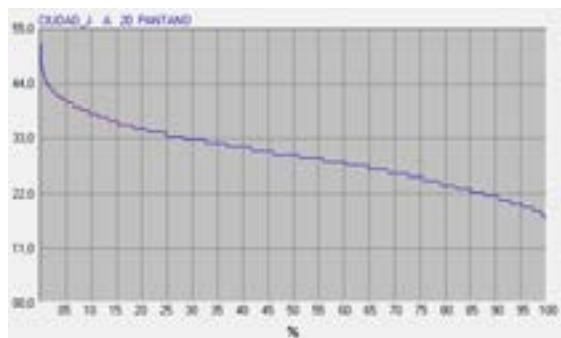
Línea La_Palma



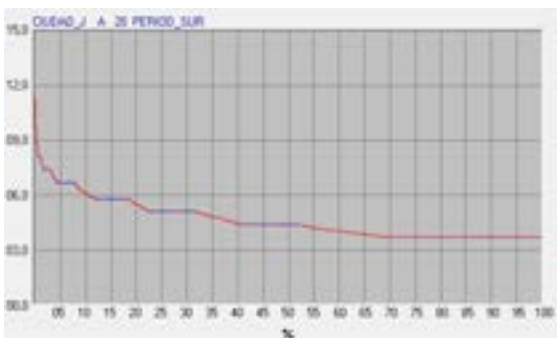
Línea Mangas_Ver



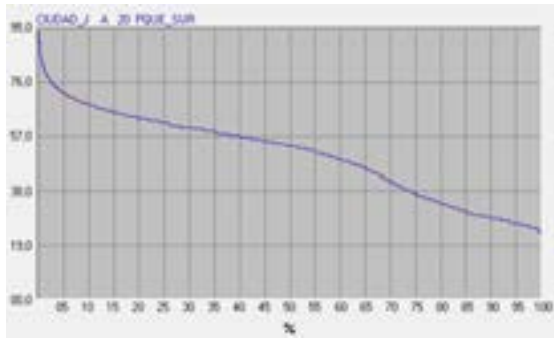
Línea Mediterran



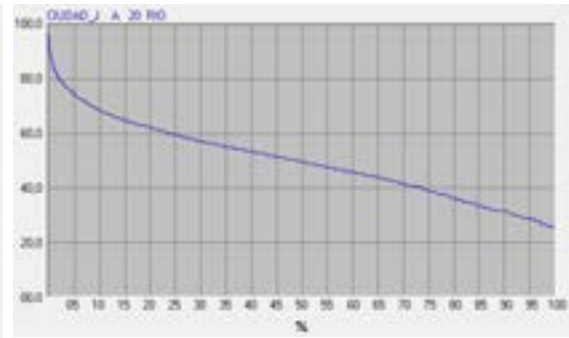
Línea Pantano



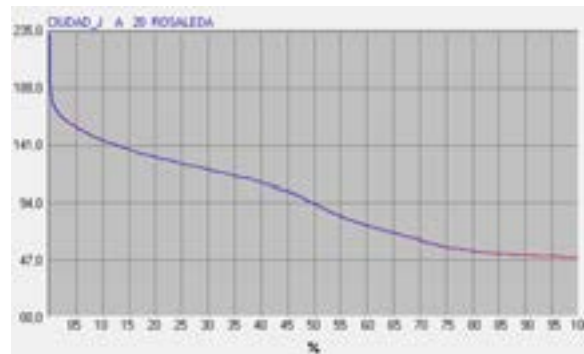
Línea Period_Sur



Línea Pque_Sur



Línea Río



Línea Rosaleda

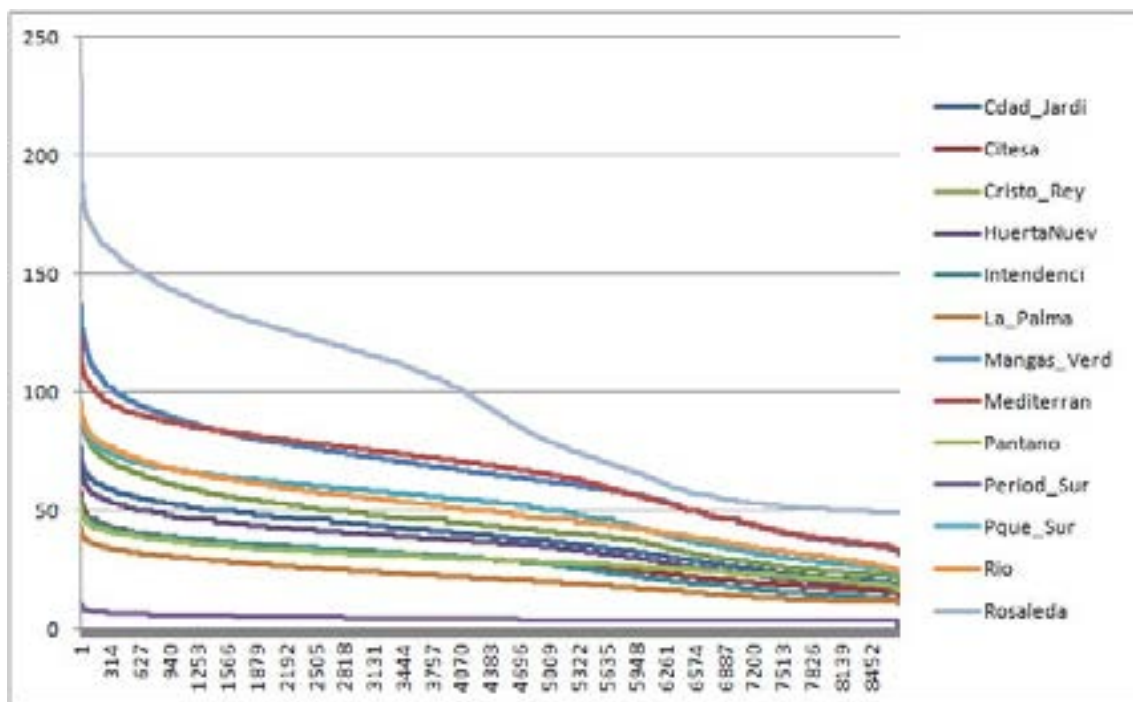
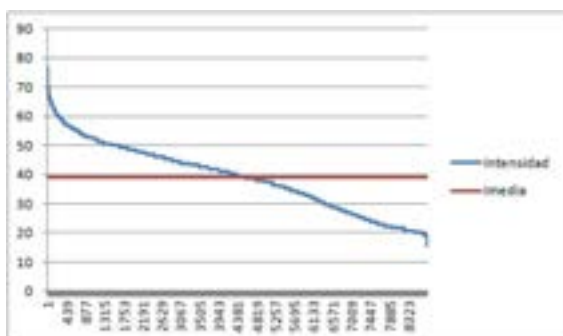
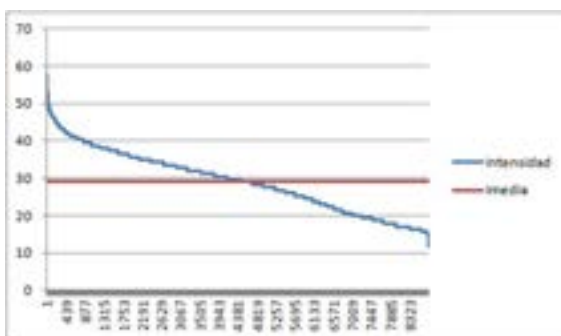


Ilustración 2. Curvas monótonas de consumo de las diferentes líneas de la subestación Ciudad Jardín de Málaga Capital. 2014

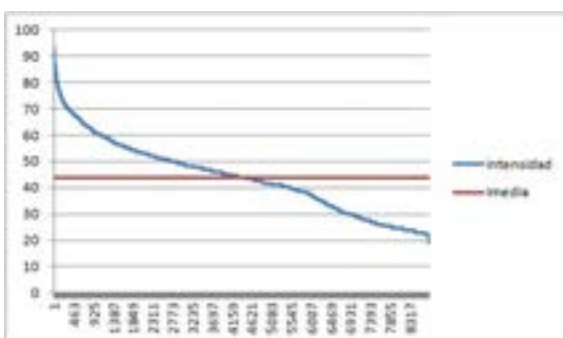
- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.



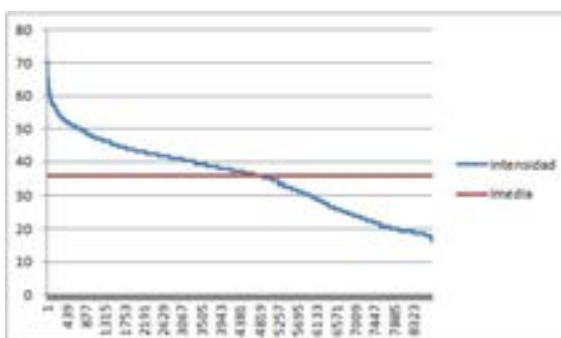
Línea Cdad_Jardi



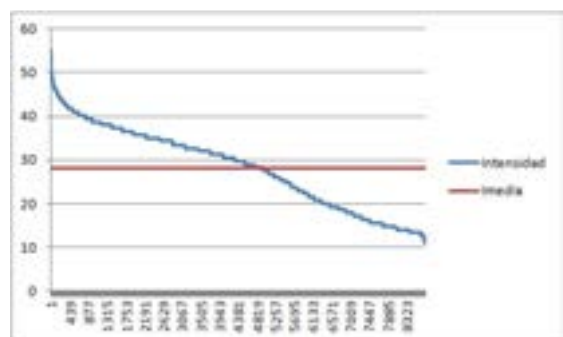
Línea Citesa



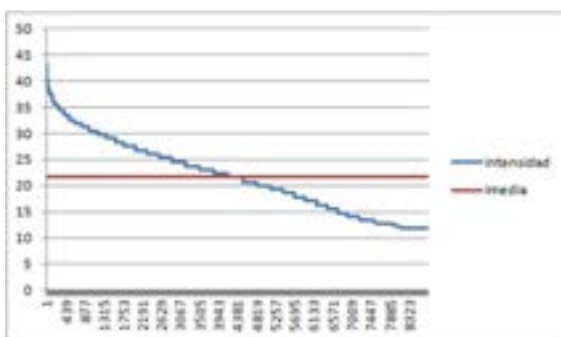
Línea Cristo_Rey



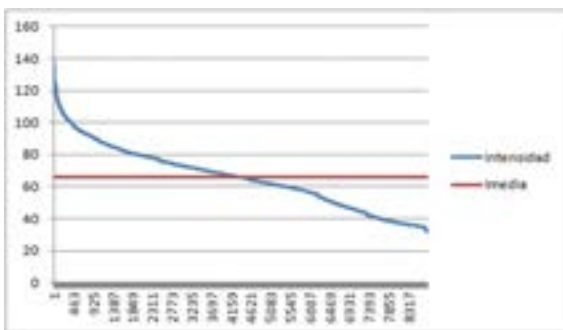
Línea HuertaNuev



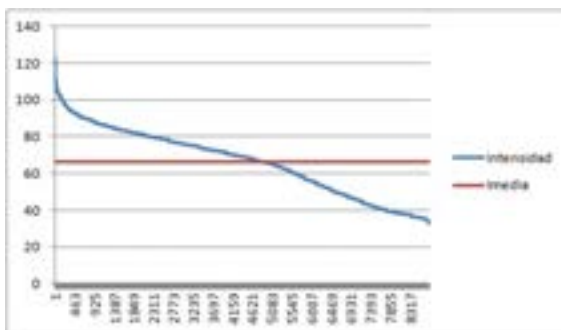
Línea Intendenci



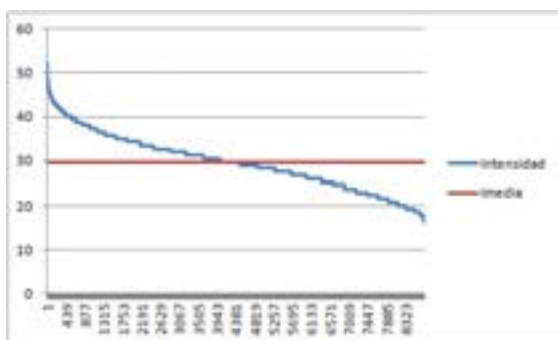
Línea La_Palma



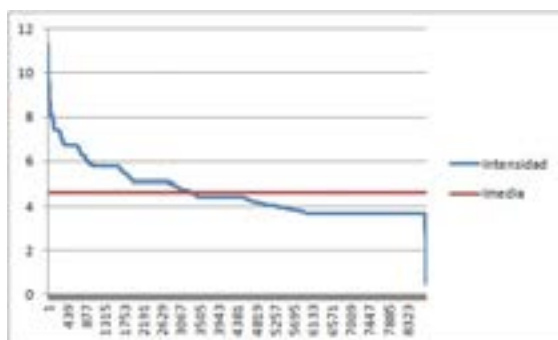
Línea Mangas_Ver



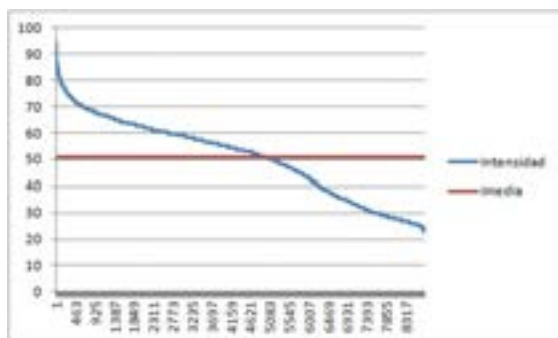
Línea Mediterran



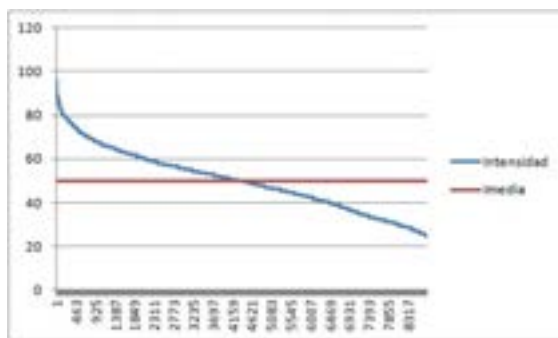
Línea Pantano



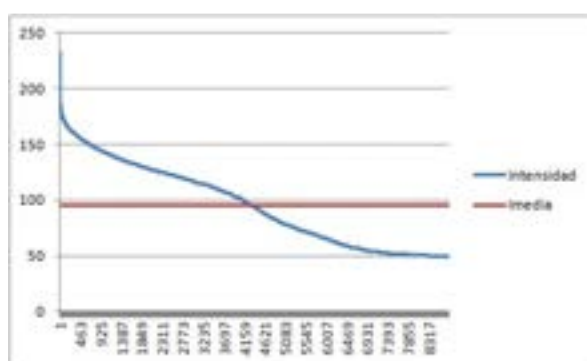
Línea Period_Sur



Línea Pque_Sur



Línea Rio

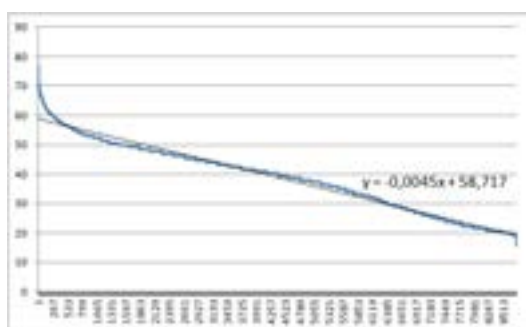


Línea Rosaleda

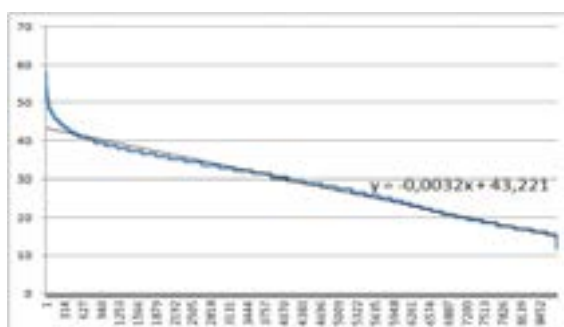
Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica (A)	Imedia (A)	Cap. excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Cdad_Jardi	222	76,8	38,9405582	183,0594418	95,10021103	42,84%
Citesa	222	58	29,1740057	192,8259943	104,8667635	47,24%
Cristo_Rey	221	92,5	43,9485434	177,0514566	89,09222583	40,31%
HuertaNuev	291	70,8	35,6073447	255,3926553	167,4334245	57,54%
Intendeci	281	55,2	28,2004897	252,7995103	164,8402795	58,66%
La Palma	221	43,2	21,6805662	199,3194338	111,360203	50,39%
Mangas_Verd	274	137,1	65,6663265	208,3336735	120,3744427	43,93%
Mediterran	221	123	66,311621	154,688379	66,72914823	30,19%
Pantano	281	52,2	29,6768539	251,3231461	163,3639153	58,14%
Period_Sur	281	11,27	4,63588014	276,3641199	188,4048891	67,05%
Pque_Sur	281	93,9	50,7476724	230,2523276	142,2930968	50,64%
Rio	222	96,1	50,0618687	171,9381313	83,97890053	37,83%
Rosaleda	274	233,4	95,5676724	178,4323276	90,47309683	33,02%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		87,95923077			Capacidad Media SubEstación destinada SG	47,52%

Tabla 2. Capacidad media excedente de la subestación Ciudad Jardín para la hipótesis de carga lineal completamente plana

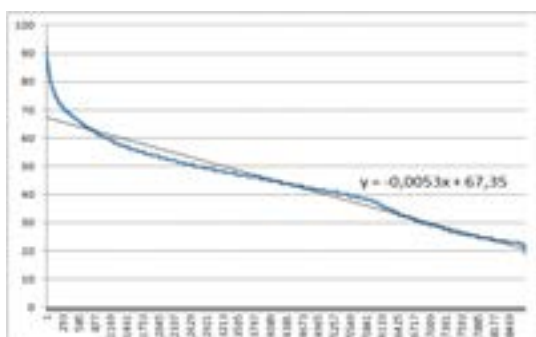
■ Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente.



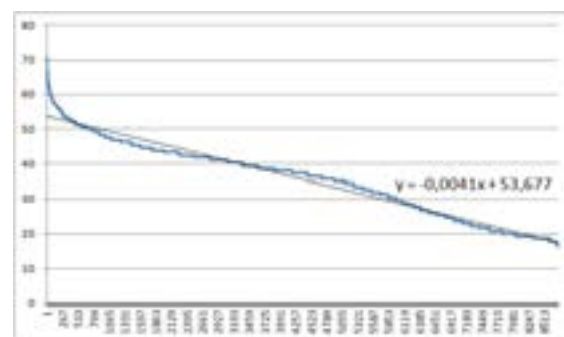
Línea Cdad_Jardi



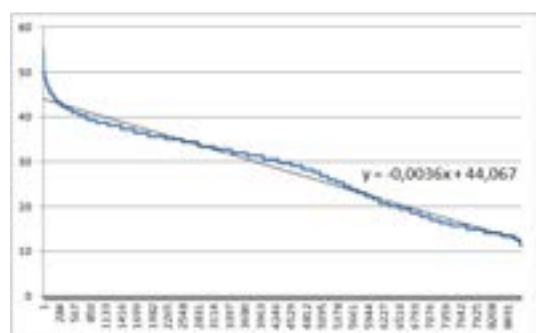
Línea Citesa



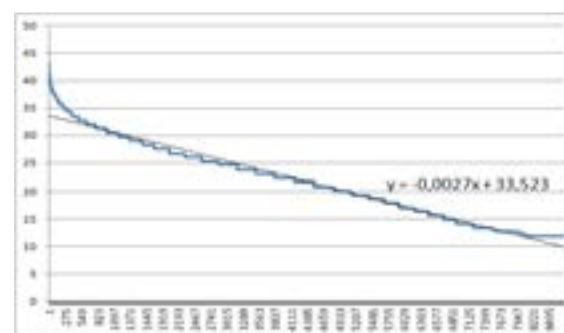
Línea Cristo_Rey



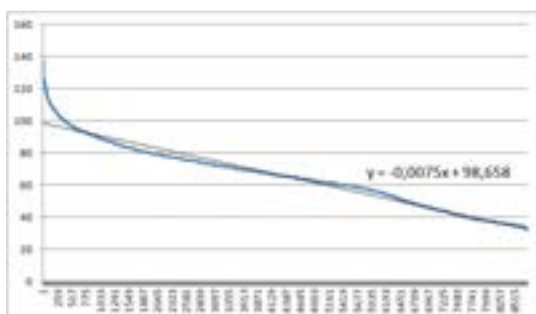
Línea HuertaNuev



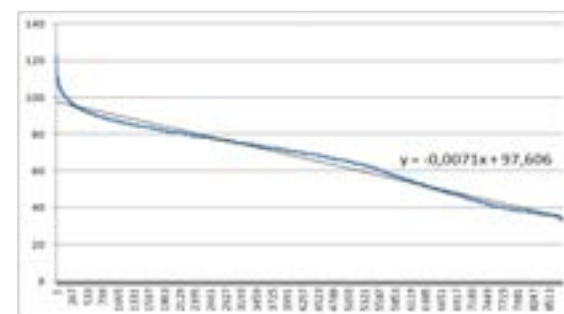
Línea Intendenci



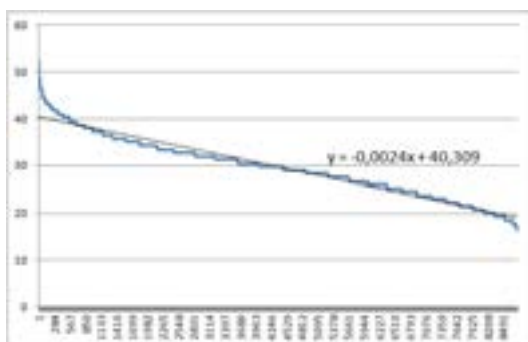
Línea La_Palma



Línea Mangas_Ver



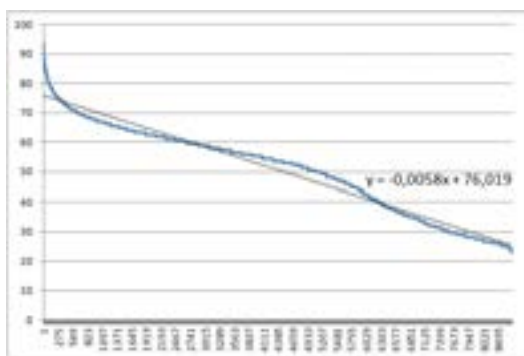
Línea Mediterran



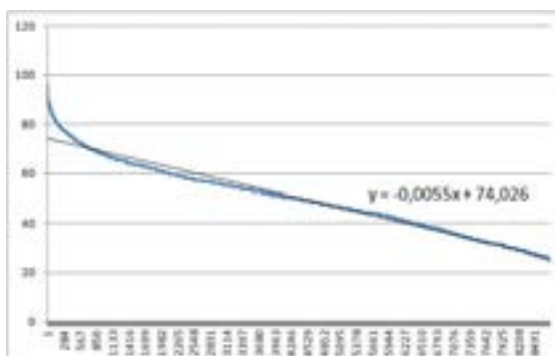
Línea Pantano



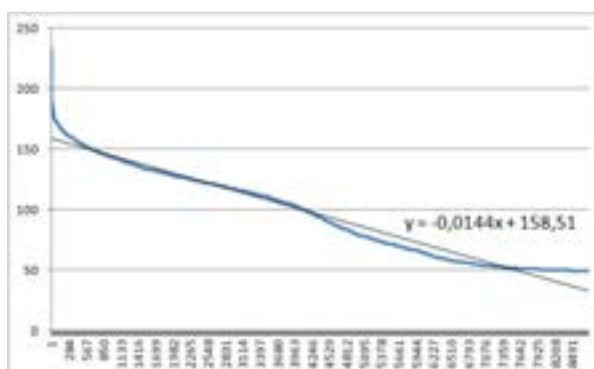
Línea Period_Sur



Línea Pque_Sur



Línea Río



Línea Rosaleda

Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica (A)	Imax pendiente media (A)	Cap. excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Cdad_Jardi	222	76,8	58,717	163,283	75,32376923	33,93%
Cítesa	222	58	43,221	178,779	90,81976923	40,91%
Cristo_Rey	221	92,5	67,35	153,65	65,69076923	29,72%
HuertaNuev	291	70,8	53,677	237,323	149,3637692	51,33%
Intendeci	281	55,2	44,067	236,933	148,9737692	53,02%
La_Palma	221	43,2	33,523	187,477	99,51776923	45,03%
Mangas_Verd	274	137,1	98,658	175,342	87,38276923	31,89%
Mediterran	221	123	97,606	123,394	35,43476923	16,03%
Pantano	281	52,2	40,309	240,691	152,7317692	54,35%
Period_Sur	281	11,27	6,3137	274,6863	186,7270692	66,45%
Pque_Sur	281	93,9	76,019	204,981	117,0217692	41,64%
Río	222	96,1	74,026	147,974	60,01476923	27,03%
Rosaleda	274	233,4	158,51	115,49	27,53076923	10,05%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		87,95923077			Capacidad Media SubEstación destinada SG	38,57%

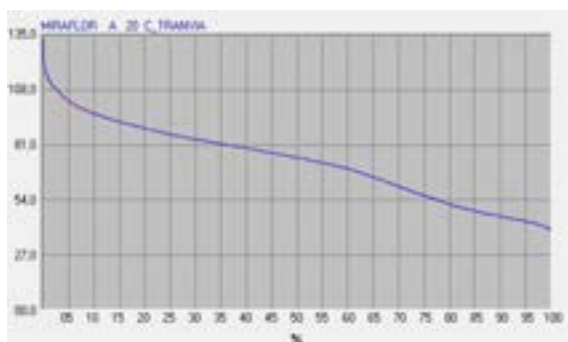
Tabla 3. Capacidad media excedente de la subestación Ciudad Jardín para la hipótesis de carga lineal con pendiente

MIRAFLORES

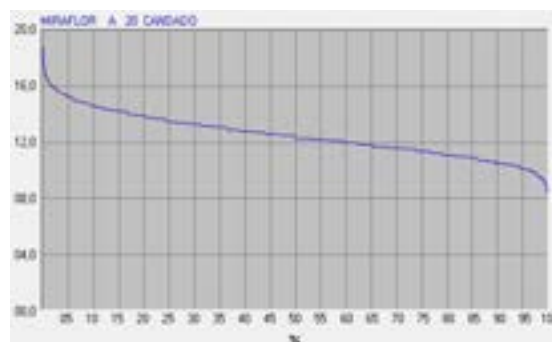
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Potencia Instalada MT/BT (KVA)	Potencia Contratada (KW)	Nº Clientes
C_Travia	12,477: 4,299 (Aer) 8,178 (Sub)	22	19	8740	21377,3	5115
Candado	21,326: 18,589(Aer) 2,737 (Sub)	18	15	1100	1541	209
Conde_Nava	6,714 (Sub)	17	15	8680	18564,7	3512
La_Cerda	7,756: 3,182 (Aer) 4,574 (Sub)	17	15	6640	8182,1	1675
Maestranza	4,270 (Sub)	14	11	5420	15422,2	3149
S_Anton	19,540 (Sub)	9	9	4590	9175,5	1669
Trre_Mar	11,912: 3,354 (Aer) 8,558 (Sub)	17	16	9320	6520,7	879
Urbanizac	5,254 (Sub)	13	12	6295	11152,1	2308

Tabla 4. Propiedades de las líneas pertenecientes a la subestación Miraflores de Málaga Capital

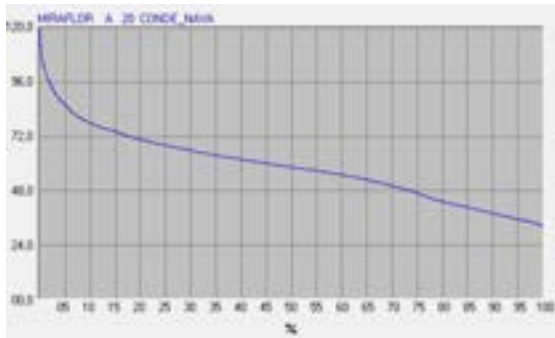
ANÁLISIS DE CARGA DEL AÑO 2014



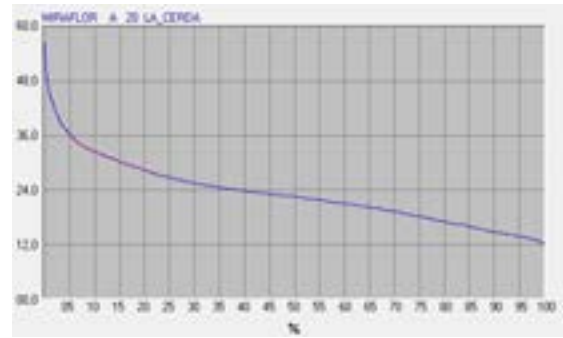
Línea C_Travia



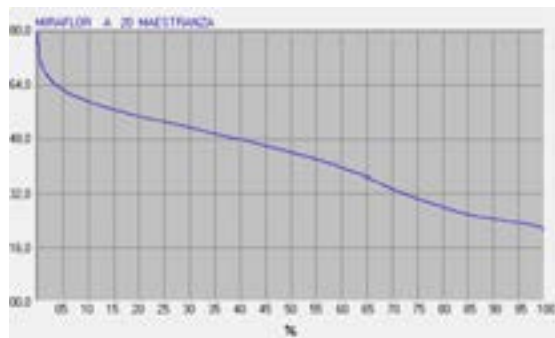
Línea Candado



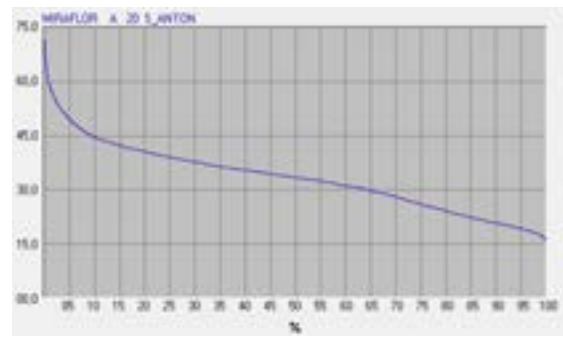
Línea Conde_Nava



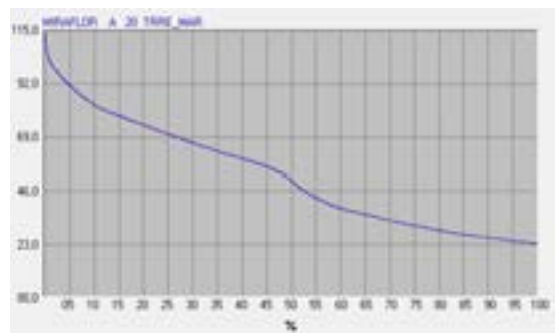
Línea La_Cerda



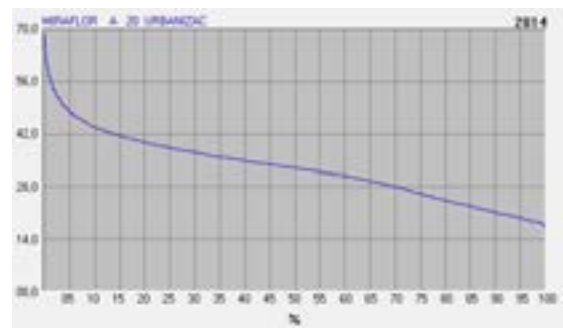
Línea Maestranza



Línea S_Anton



Línea Trre_Mar



Línea Urbanizac

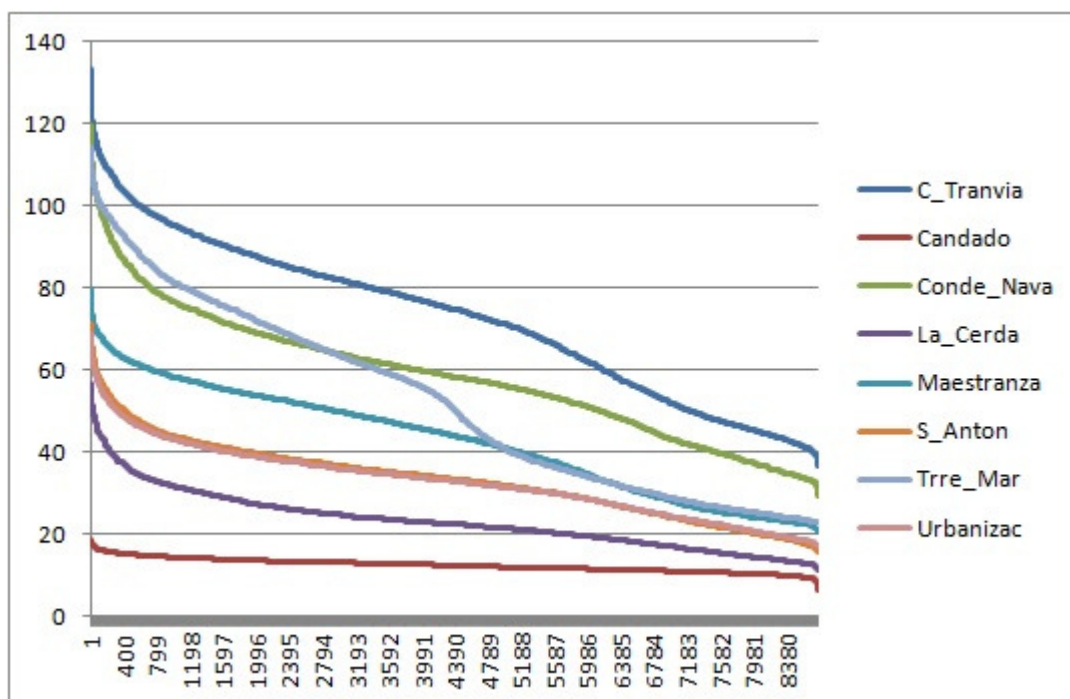
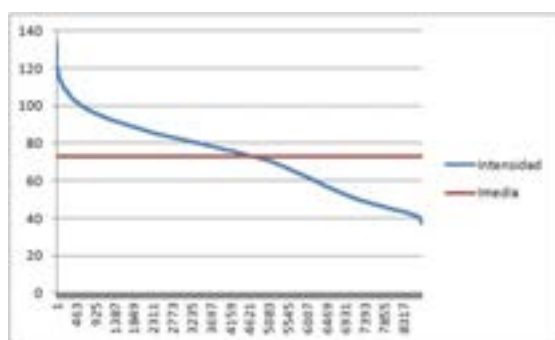
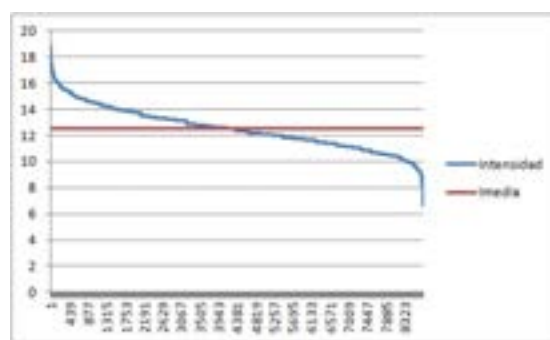


Ilustración 3. Curvas monótonas de consumo de las diferentes líneas de la subestación Miraflores de Málaga Capital. 2014.

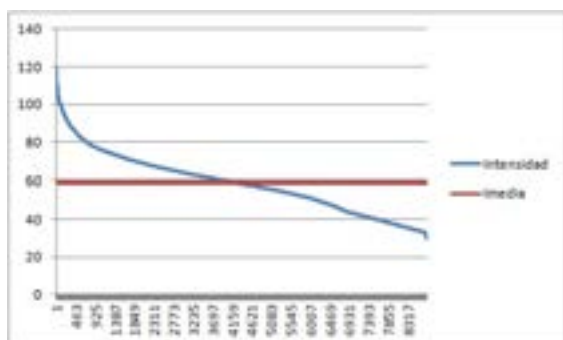
- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.



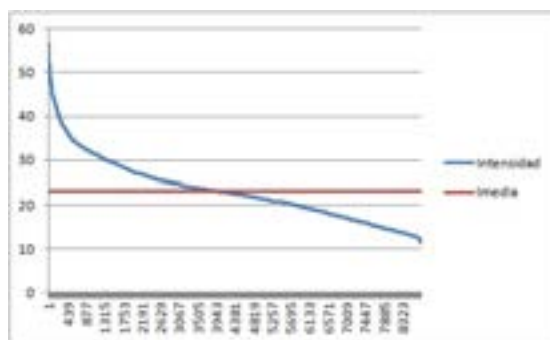
Línea C_Tranvia



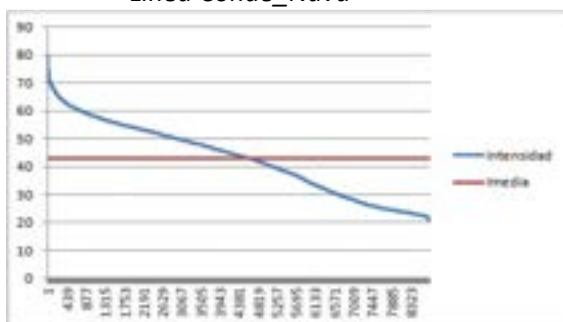
Línea Candado



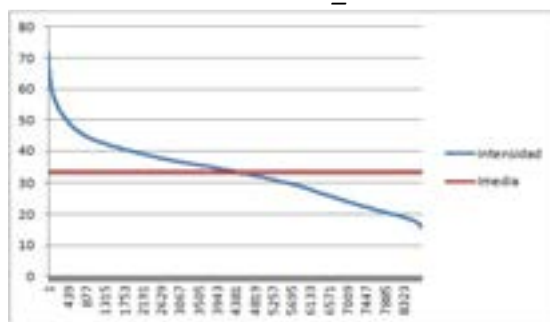
Línea Conde_Nava



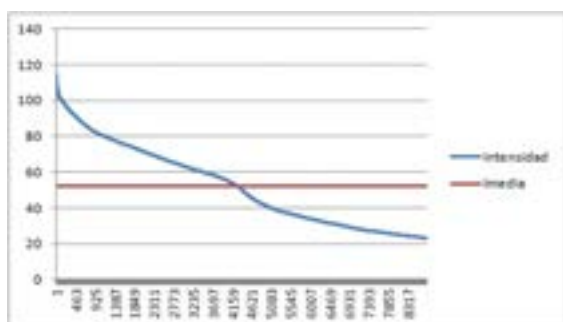
Línea La_Cerda



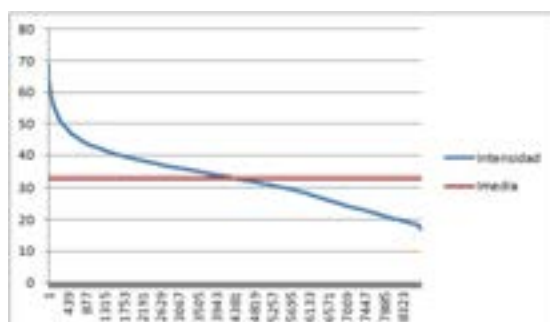
Línea Maestranza



Línea S_Anton



Línea Trre_Mar

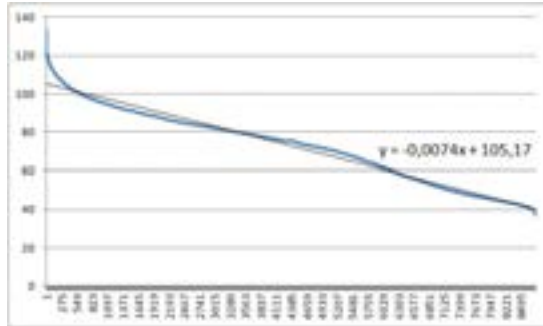


Línea Urbanizac

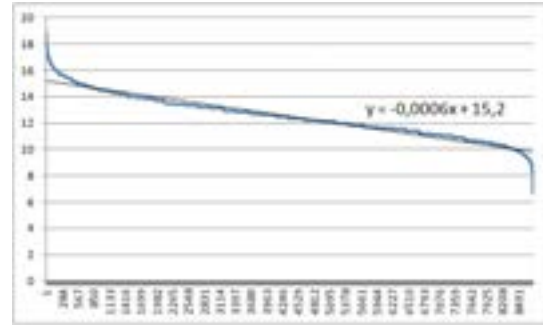
Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica (A)	Imedia (A)	Cap. excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
C. Tranvia	222	133,3	72,7812158	149,2187842	66,3812842	29,90%
Candado	274	18,8	12,5152192	261,4847808	178,6472808	65,20%
Conde_Nava	221	119,7	58,6456861	162,3543139	79,5168139	35,98%
La_Cerda	281	56,7	23,2576861	257,7423139	174,9048139	62,24%
Maestranza	221	79,7	42,7876518	178,2123482	95,3748482	43,16%
S_Anton	214	71,5	33,3109623	180,6890377	97,8515377	45,73%
Trre_Mar	224	114,3	52,2393413	171,7606587	88,9231587	39,70%
Urb	222	68,7	32,9458916	189,0541084	106,2166084	47,85%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		82,8375			Capacidad Media SubEstación destinada SG	46,22%

Tabla 5. Obtención de la capacidad media excedente de la subestación Miraflores para la hipótesis de carga lineal completamente plana

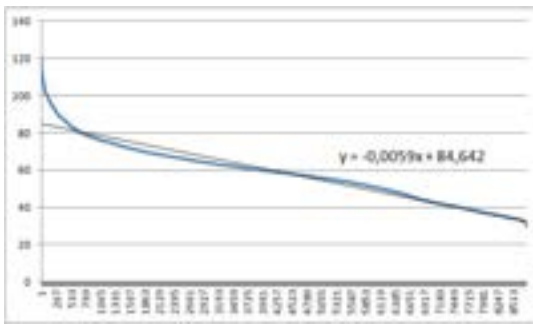
▪ Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente.



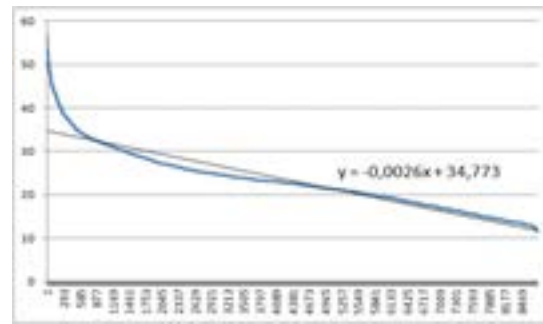
Línea C_Tranvia



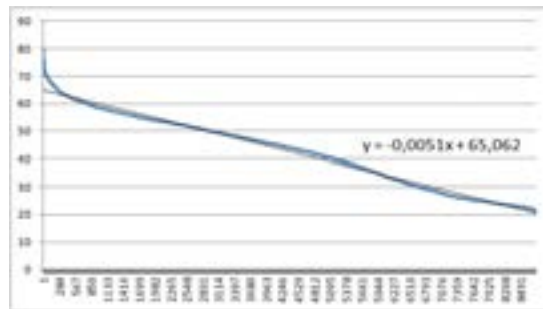
Línea Candado



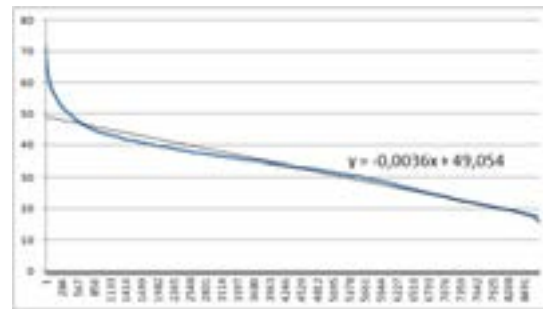
Línea Conde_Nava



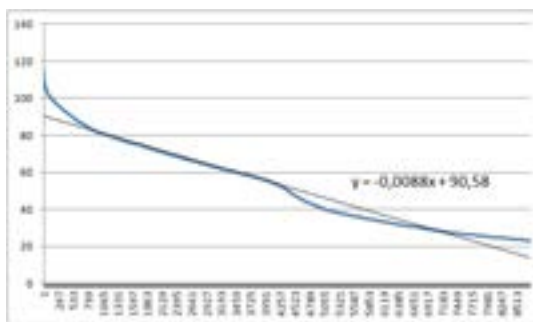
Línea La_Cerda



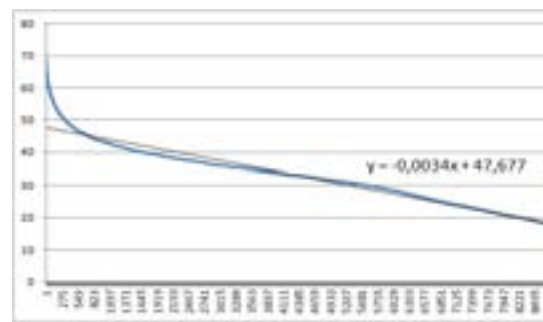
Línea Maestranza



Línea S_Anton



Línea Trre_Mar



Línea Urbanizac

Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica (A)	Imax pendiente media (A)	Cap. excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
C. Tranvia	222	133,3	105,17	116,83	33,9925	15,31%
Candado	274	18,8	15,2	258,8	175,9625	64,22%
Conde_Nava	221	119,7	84,642	136,358	53,5205	24,22%
La_Cerda	281	56,7	34,773	246,227	163,3895	58,15%
Maestranza	221	79,7	65,062	155,938	73,1005	33,08%
S_Anton	214	71,5	49,054	164,946	82,1085	38,37%
Trre_Mar	224	114,3	90,58	133,42	50,5825	22,58%
Urb	222	68,7	47,677	174,323	91,4855	41,21%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		82,8375			Capacidad Media SubEstación destinada SG	37,14%

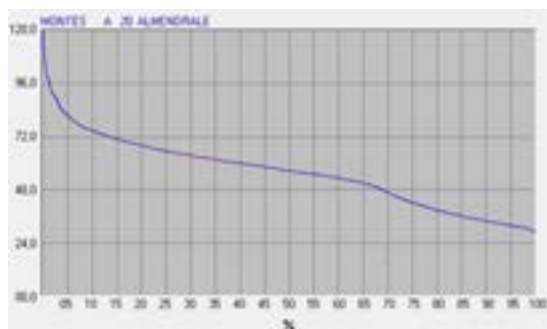
Tabla 6. Capacidad media excedente de la subestación Miraflores para la hipótesis de carga lineal con pendiente

MONTES

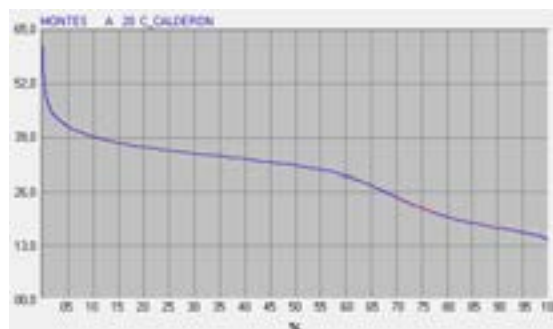
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Potencia Instalada MT/BT (KVA)	Potencia Contratada (KW)	Nº Clientes
Almendrale	11,283: 0,03 (Aer) 11,253(Sub)	20	19	8110	19641,5	4335
C_Calderon	5,189: 0,921 (Aer) 4,268 (Sub)	11	8	4230	8536,4	1541
Contadoras	69,851: 64,732(Aer) 5,119 (Sub)	90	76	10715	10634,9	1723
Cristo_Epi	7,067 (Sub)	14	12	8380	23968,4	5682
Mayorazgo	13,043 (Sub)	30	30	13030	21287,2	3125
PI_Limonar	5,932 (Sub)	13	15	7495	18261,4	2930
PQ_Clavero	4,249: 0,65(Aer) 3,599(Sub)	7	7	2860	5432,6	825

Tabla 7. Conjunto de líneas que componen la subestación Montes de Málaga Capital

ANÁLISIS DE CARGA DEL AÑO 2014



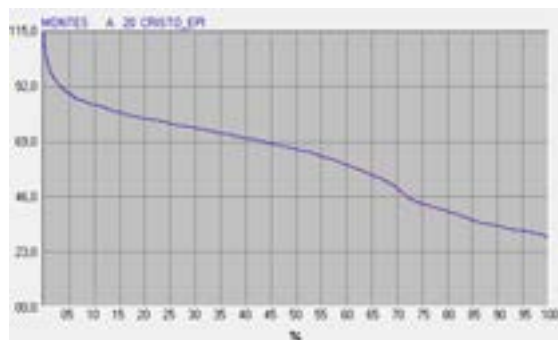
Línea Almendrale



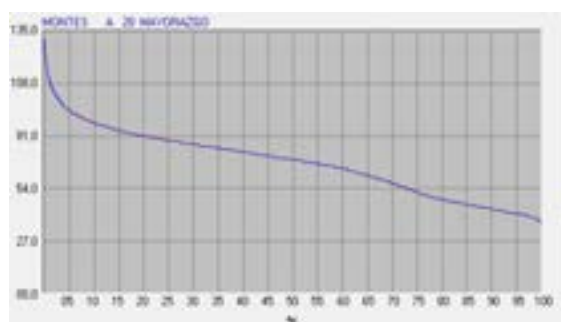
Línea C_Calderon



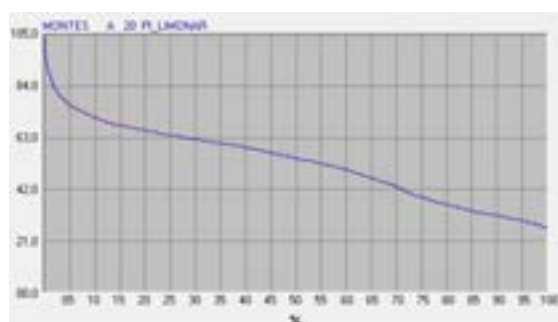
Línea Contadoras



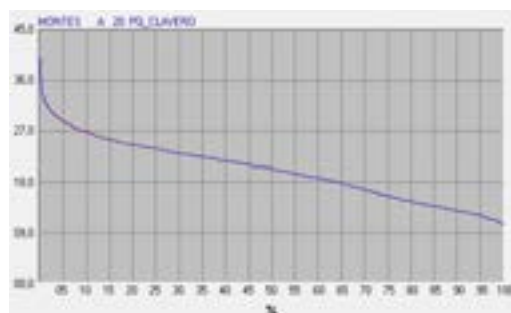
Línea Cristo_Epi



Línea Mayorazgo



Línea PI_Limonar



Línea PQ_Clavero

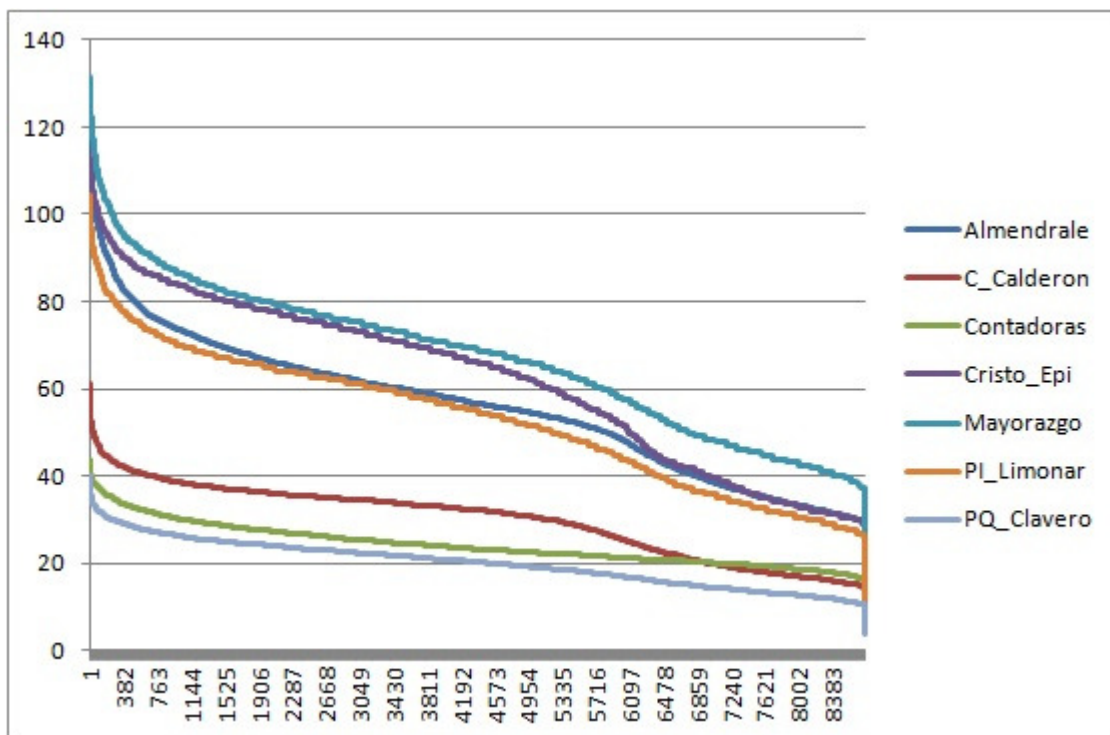
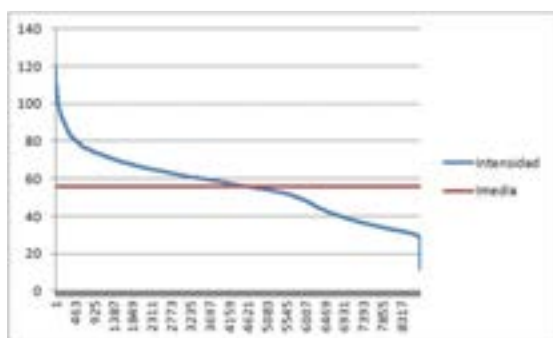
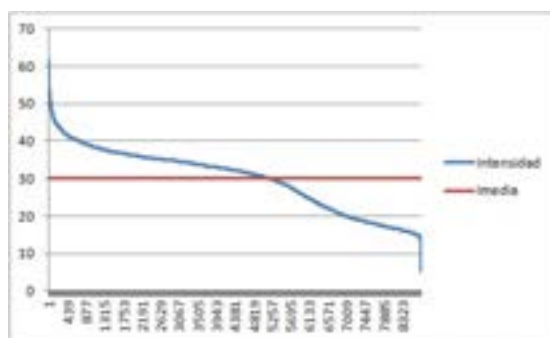


Ilustración 4. Curvas monótonas de consumo de las diferentes líneas de la subestación Montes de Málaga Capital. 2014

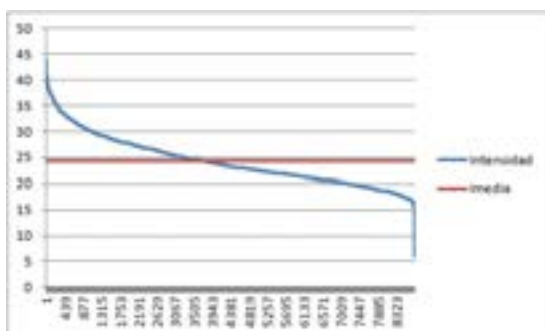
- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.



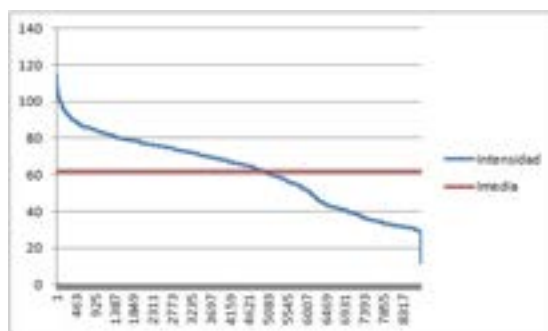
Línea Almendrale



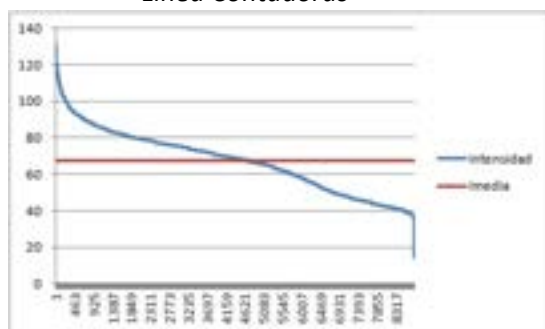
Línea C_Calderon



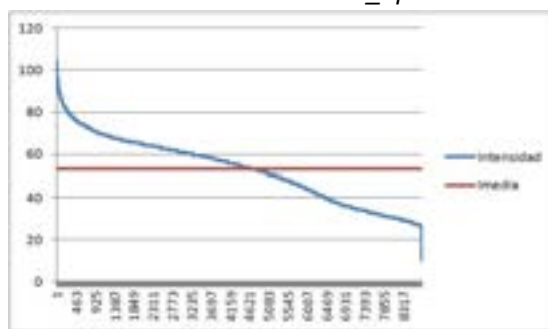
Línea Contadoras



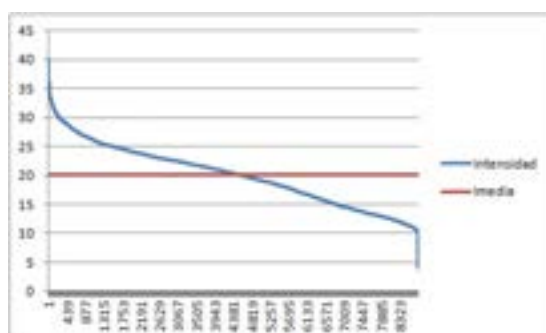
Línea Cristo_Epi



Línea Mayorazgo



Línea PI_Limonar

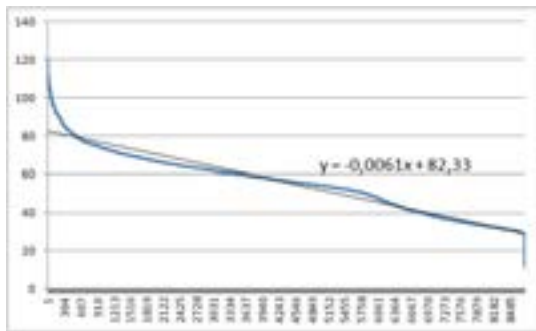


Línea PQ_Clavero

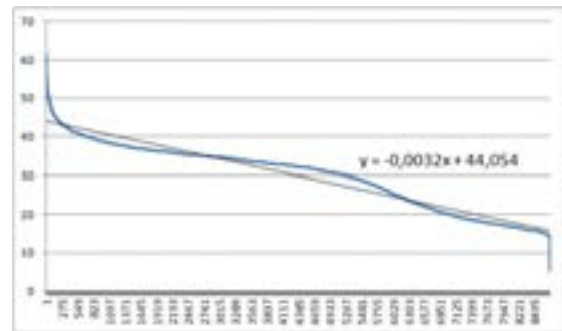
Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica (A)	Imedia (A)	Capacidad excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Almendrale	284	119,9	55,7673596	228,2326404	140,2754975	49,39%
C Calderon	292	61,4	29,9190925	262,0809075	174,1237646	59,63%
Contadoras	254	43,9	24,2364486	229,7635514	141,8064085	55,83%
Cristo_Epi	291	114,8	62,1230205	228,8769795	140,9198366	48,43%
Mayorazgo	222	131,2	67,2381895	154,7618105	66,80466764	30,09%
PI_Limonar	221	104,4	52,9512557	168,0487443	80,09160144	36,24%
PQ_Clavero	284	40,1	20,0500491	263,9499509	175,992808	61,97%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		87,95714286			Capacidad Media SubEstación destinada SG	48,80%

Tabla 8. Obtención de la capacidad media excedente de la subestación Montes suponiendo carga lineal completamente plana

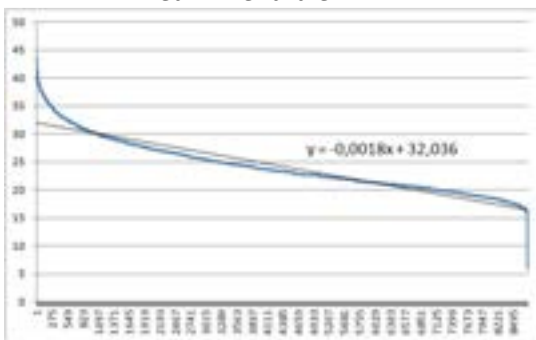
■ Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente.



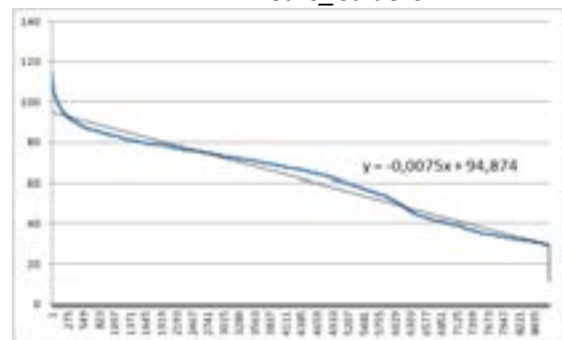
Línea Almendrale



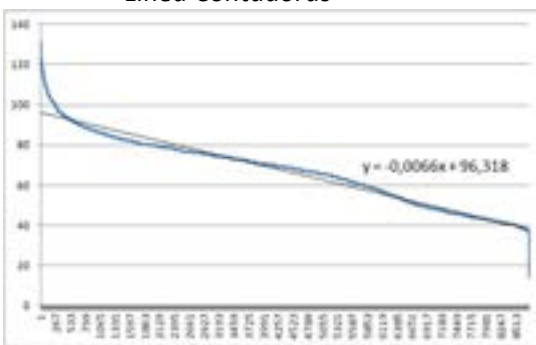
Línea C_Calderon



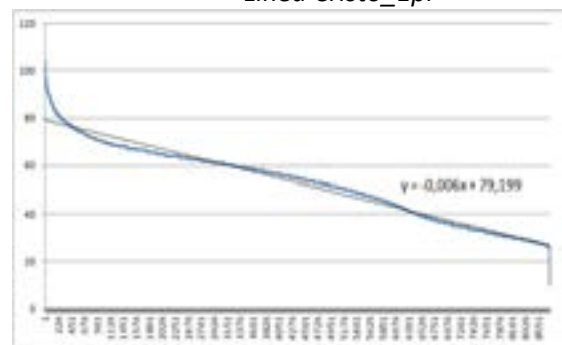
Línea Contadoras



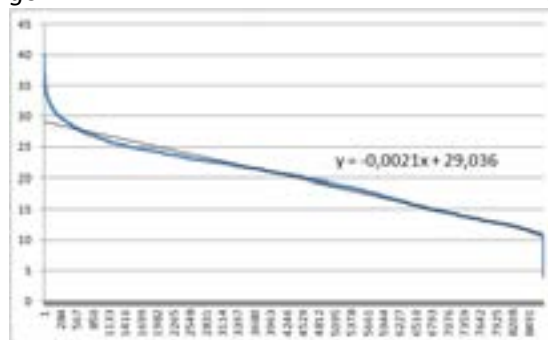
Línea Cristo_Epi



Línea Mayorazgo



Línea PI_Limonar



Línea PQ_Clavero

Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica (A)	Imax pendiente media (A)	Capacidad excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Almendrale	284	119,9	82,33	201,67	113,7128571	40,04%
C Calderon	292	61,4	44,054	247,946	159,9888571	54,79%
Contadoras	254	43,9	32,036	221,964	134,0068571	52,76%
Cristo Epi	291	114,8	94,874	196,126	108,1688571	37,17%
Mayorazgo	222	131,2	96,318	125,682	37,72485714	16,99%
PI Limonar	221	104,4	79,199	141,801	53,84385714	24,36%
PQ Clavero	284	40,1	29,036	254,964	167,0068571	58,81%
Capacidad media Apoyo Redes (A)	87,95714286				Capacidad Media SubEstación destinada SG	40,70%

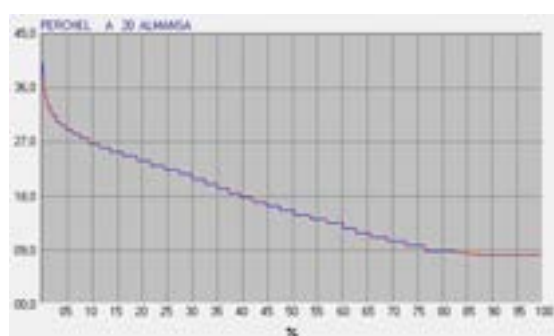
Tabla 9. Capacidad media excedente de la subestación Montes para la hipótesis de carga lineal con pendiente

PERCHEL

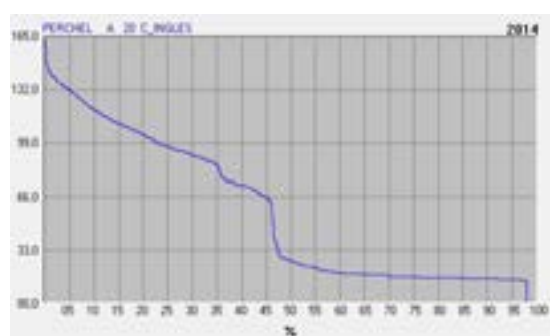
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Potencia Instalada MT/BT (KVA)	Potencia Contratada (KW)	Nº Clientes
Almansa	0,624 (Sub)	3	3	2290	6345,3	1105
C_Ingles	0,447 (Sub)	1	6		6425	1
Correos	3,943 (Sub)	18	19	6930	14879,6	2235
EstaciAve	4,129 (Sub)	10	14	8190	2650	149
Hacienda_	4,802 (Sub)	23	22	11700	19390,2	1802
Hotel	3,368 (Sub)	18	16	11300	24060,4	3848
Larios_4	3,806 (Sub)	7	9	4720	8069,6	843
Malaga-Ave	4,542 (Sub)	8	8	4550	7516	1360
P.Alameda9	3,342 (Sub)	10	11	7410	13380,5	1902
P.Alameda12	2,735 (Sub)	11	11	6710	15384,5	2690
Puertgruas	3,182 (Sub)	4	2		1755	3
PuertMalag	7,530 (Sub)	14	6	1260	3630,9	47

Tabla 10. Conjunto de líneas que componen la subestación Perchel de Málaga Capital

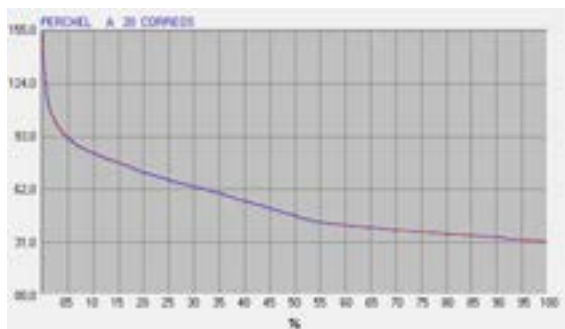
ANÁLISIS DE CARGA DEL AÑO 2014



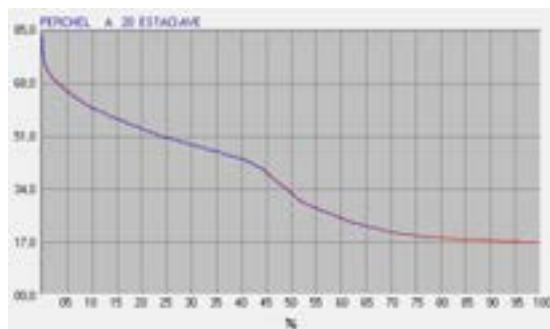
Línea Almansa



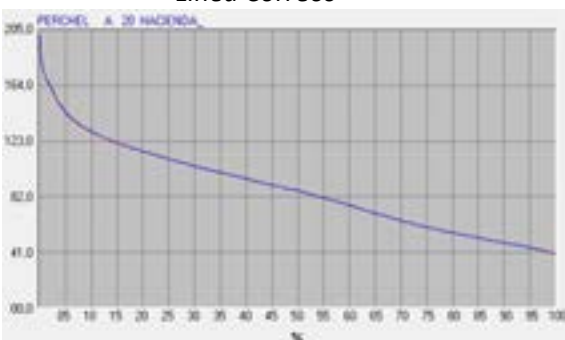
Línea C_Ingles



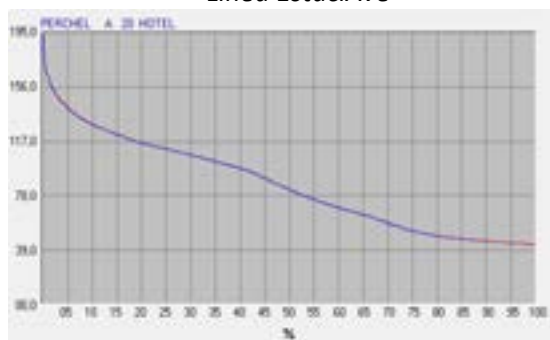
Línea Correos



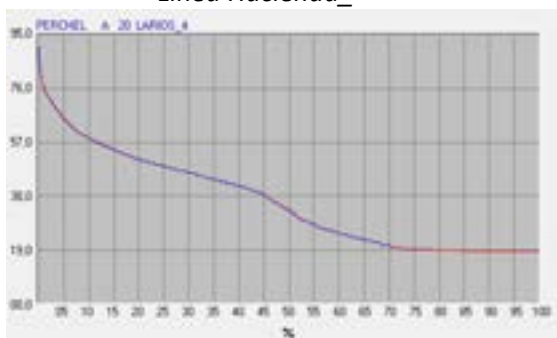
Línea EstaciAve



Línea Hacienda_



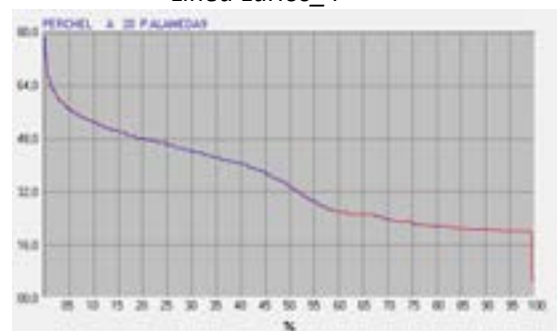
Línea Hotel



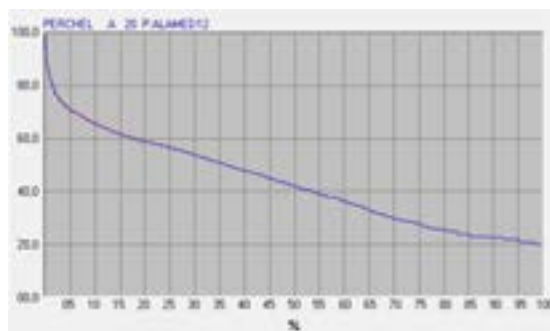
Línea Larios_4



Línea Malaga-Ave



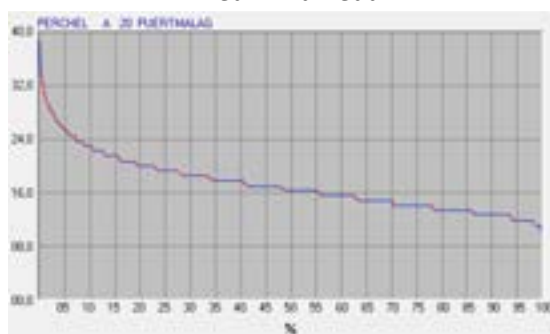
Línea P.Alameda9



Línea P.Alameda12



Línea Puertigras



Línea PuertMalag

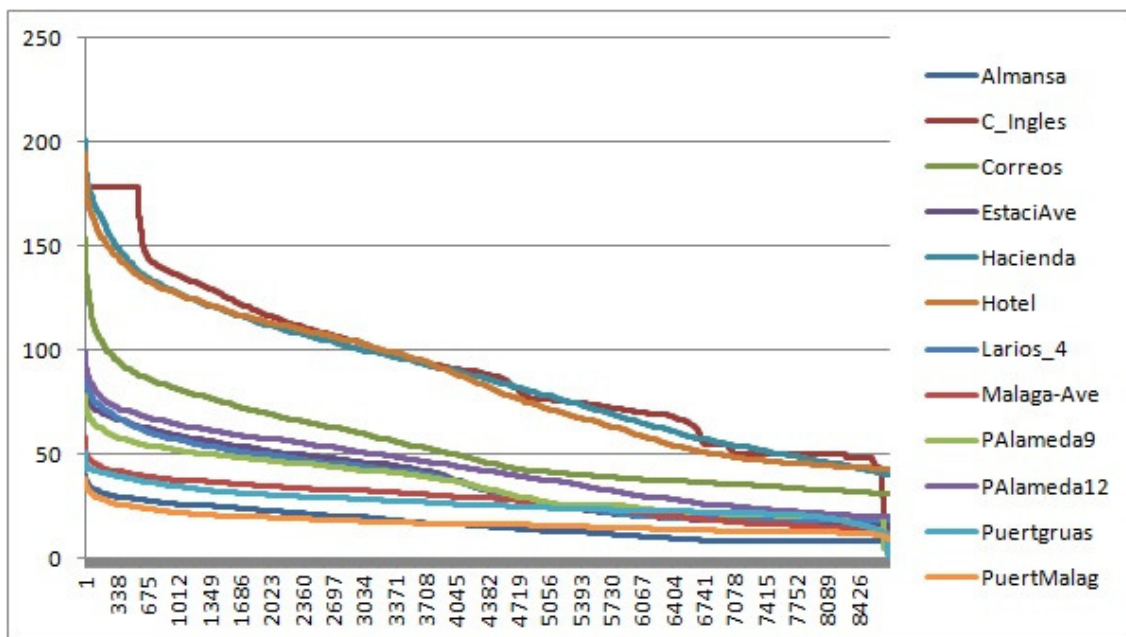
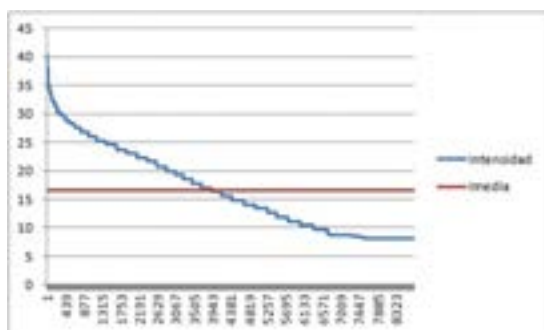
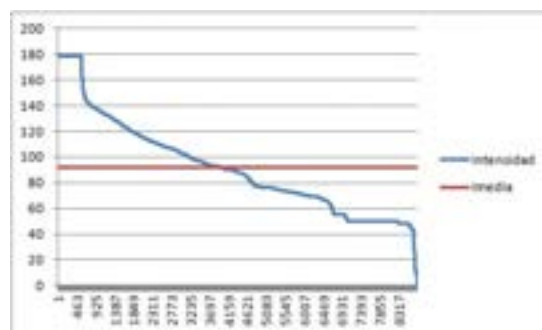


Ilustración 5. Curvas monótonas de consumo de las diferentes líneas de la subestación Perchel de Málaga Capital. 2014

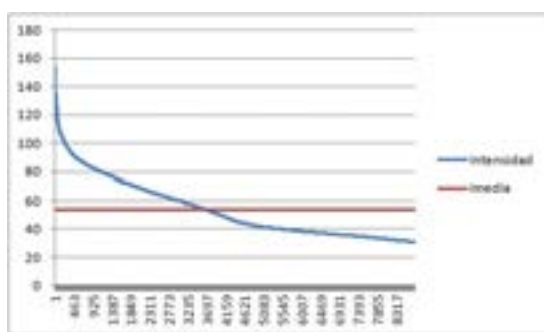
■ Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.



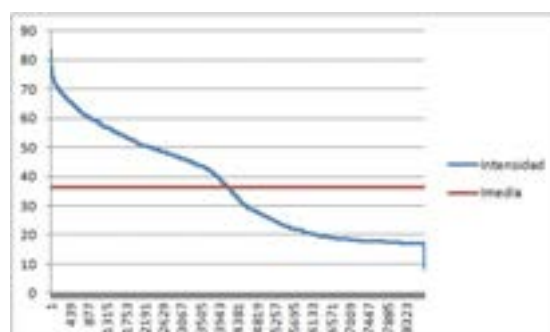
Línea Almansa



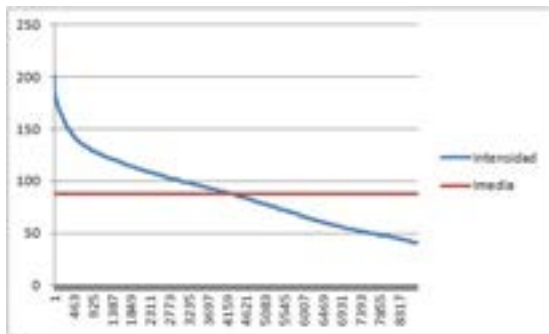
Línea C_Ingles



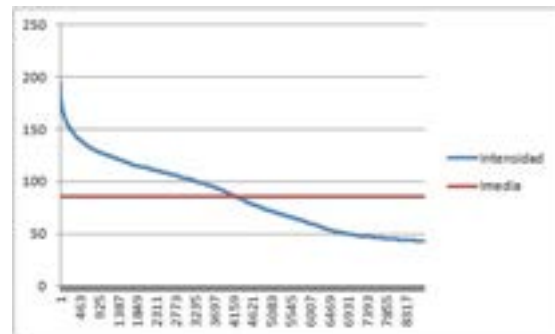
Línea Correos



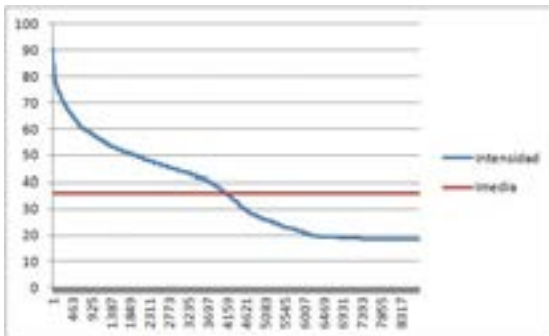
Línea EstaciAve



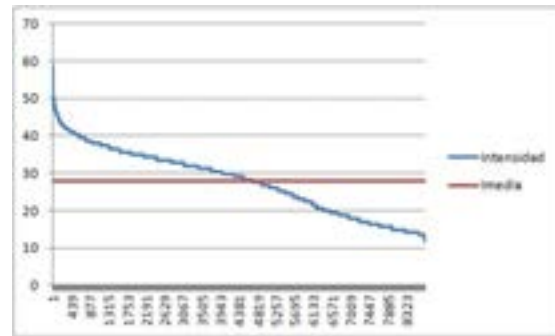
Línea Hacienda_



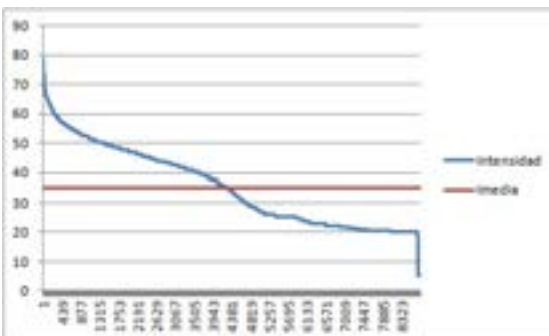
Línea Hotel



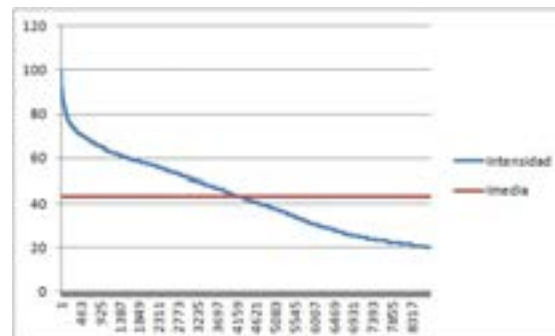
Línea Larios_4



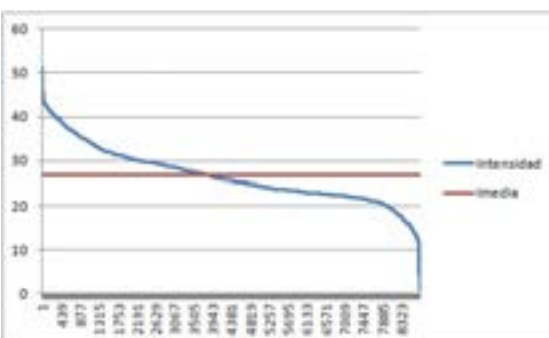
Línea Malaga-Ave



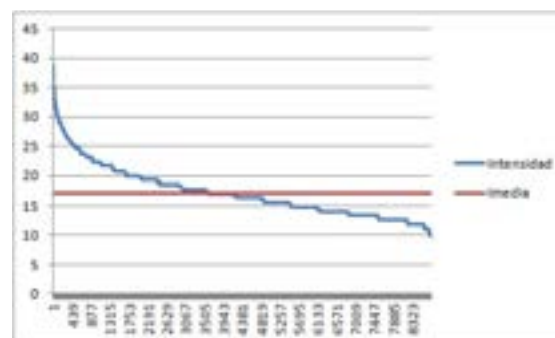
Línea P.Alameda9



Línea P.Alameda12



Línea Puertgruas

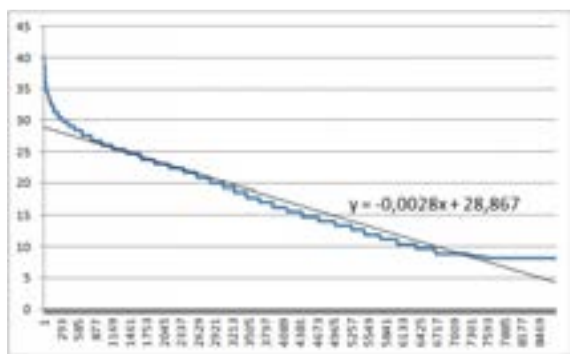


Línea PuertMalag

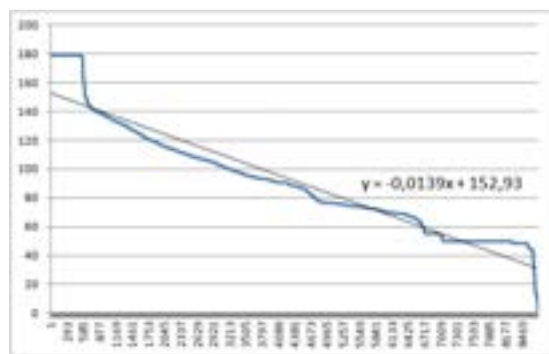
Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica	lmedia (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Almansa	282	40,3	16,5858242	265,4141758	159,6158425	56,60%
C_Ingles	291	178,7	91,8379486	199,1620514	93,36371807	32,08%
Correos	234	153,6	53,8273676	180,1726324	74,37429907	31,78%
EstaciAve	291	83,5	36,3760308	254,6239692	148,8256359	51,14%
Hacienda	221	201,3	87,8585491	133,1414509	0	0,00%
Hotel	291	194,6	85,5331553	205,4668447	99,66851137	34,25%
Larios_4	221	90,9	35,9665183	185,0334817	79,23514837	35,85%
Malaga-Ave	291	58,9	27,8177763	263,1822237	157,3838904	54,08%
P.Alameda9	282	78,9	35,2519692	246,7480308	140,9496975	49,98%
P.Alameda12	221	99,1	43,2122078	177,7877922	71,98945887	32,57%
Puertgruas	222	51,08	26,7102295	195,2897705	89,49143717	40,31%
PuertMalag	222	38,7	17,2294954	204,7705046	98,97217127	44,58%
Capacidad media Apoyo Redes (A)			105,7983333		Capacidad Media SubEstación destinada SG	38,60%

Tabla 11. Obtención de la capacidad media excedente de la subestación Perchel para la hipótesis de carga lineal completamente plana

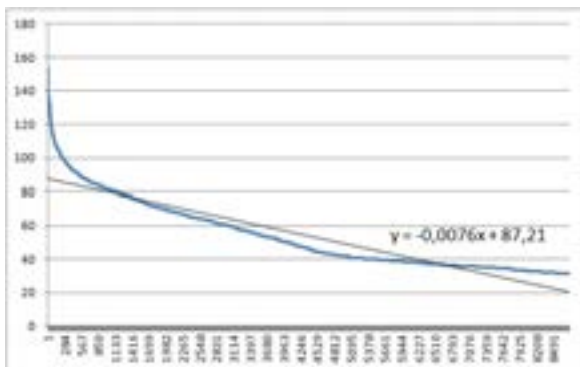
■ Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente.



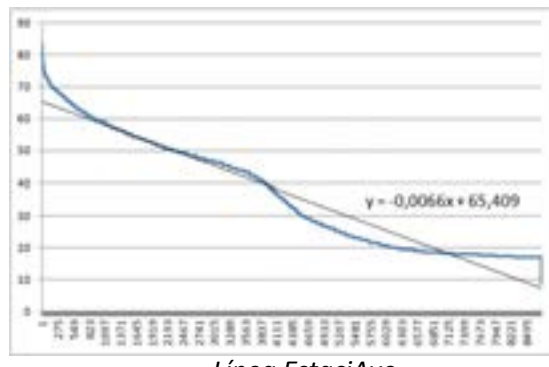
Línea Almansa



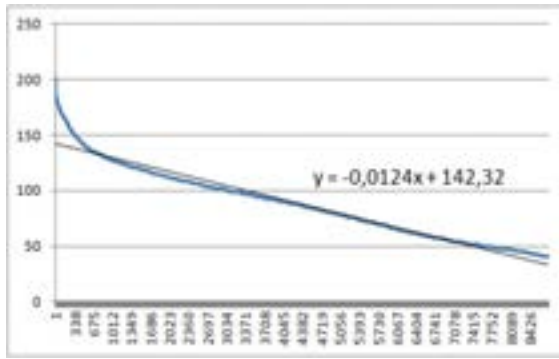
Línea C_Ingles



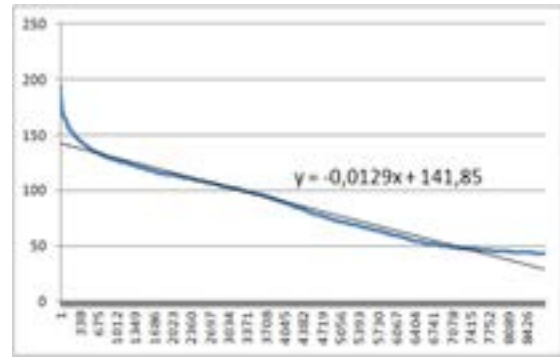
Línea Correos



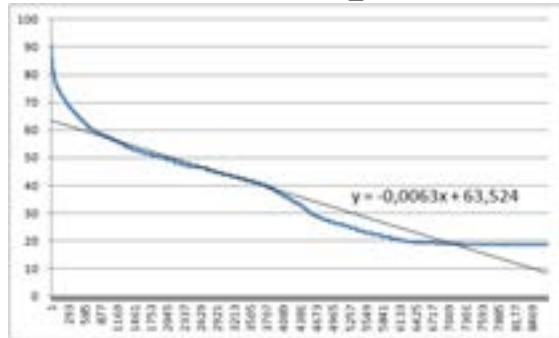
Línea EstaciAve



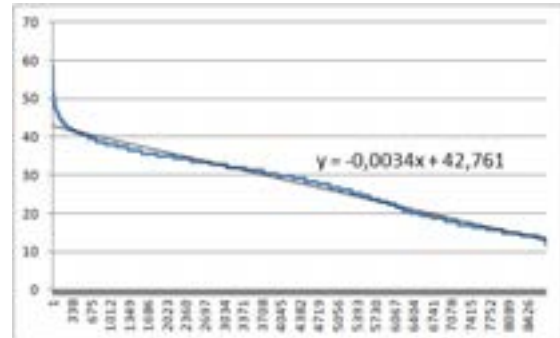
Línea Hacienda_



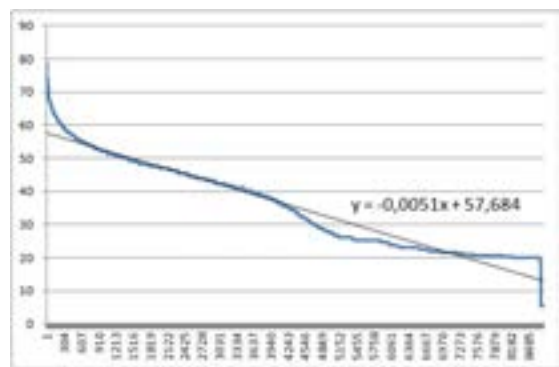
Línea Hotel



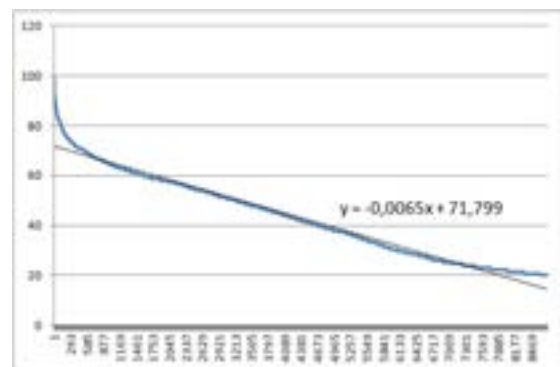
Línea Larios_4



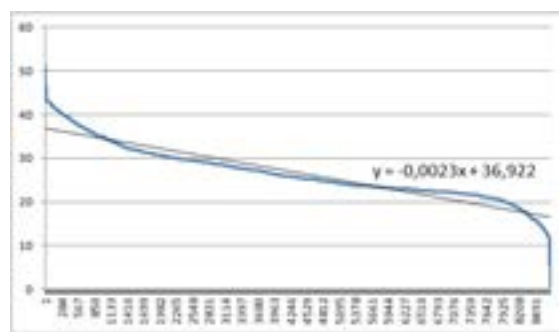
Línea Malaga-Ave



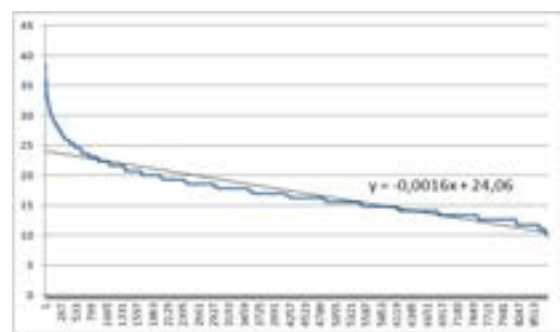
Línea P.Alameda9



Línea P.Alameda12



Línea Puertgruas



Línea PuertMalag

Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica	Imax pend.media (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Almansa	282	40,3	28,867	253,133	147,3346667	52,25%
C. Ingles	291	178,7	152,93	138,07	32,27166667	11,09%
Correos	234	153,6	87,21	146,79	40,99166667	17,52%
EstaciAve	291	83,5	65,409	225,591	119,7926667	41,17%
Hacienda_	221	201,3	142,32	78,68	0	0,00%
Hotel	291	194,6	141,85	149,15	43,35166667	14,90%
Larios_4	221	90,9	63,524	157,476	51,67766667	23,38%
Malaga-Ave	291	58,9	42,761	248,239	142,4406667	48,95%
P.Alameda9	282	78,9	57,684	224,316	118,5176667	42,03%
P.Alameda12	221	99,1	71,799	149,201	43,40266667	19,64%
Puertgruas	222	51,08	36,922	185,078	79,27966667	35,71%
PuertMalag	222	38,7	24,06	197,94	92,14166667	41,51%
Capacidad media Apoyo Redes (A)	105,7983333				Capacidad Media SubEstación destinada SG	29,01%

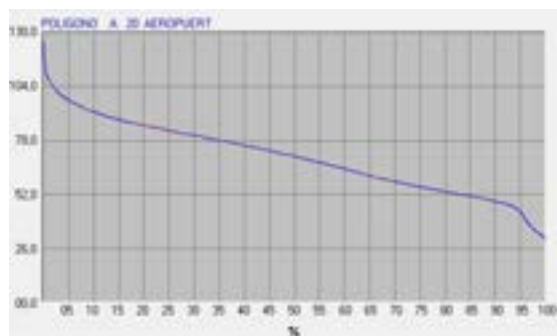
Tabla 12. Capacidad excedente de cada línea y capacidad media excedente de la subestación Perchel, suponiendo carga lineal con pendiente

POLÍGONO

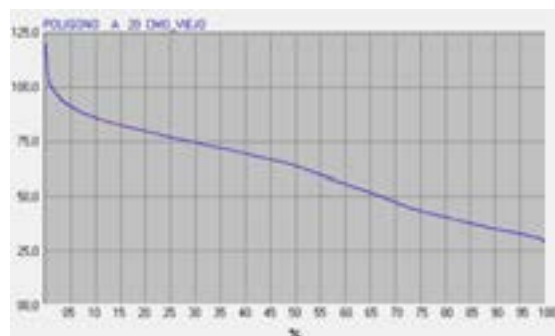
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Potencia Instalada MT/BT (KVA)	Potencia Contratada (KW)	Nº Clientes
Aeropuerto	42,428: 13,483 (Aer) 28,945 (Sub)	51	47	17985	15886,1	2136
Cmo_Viejo	6,097 (Sub)	15	16	8600	17070,6	3731
Crifesa	19,487: 5,623 (Aer) 13,864 (Sub)	16	19	8850	6765,6	1086
G-4	4,400 (Sub)	14	20	8730	4960,2	90
Guad_Hor_1	19,941: 7,177 (Aer) 12,764 (Sub)	37	36	12075	18775,4	3435
Guad_Hor_2	6,034: 2,322(Aer) 3,712 (Sub)	17	12	4090	6076,1	186
Molino_Sol	3,177: 2,546(Aer) 0,631(Sub)	5	6	3260	5905,5	195
P_Blanca	2,675 (Sub)	1	0		470	1
Pal.Ferias	3,422 (Sub)	1	0		1700	1
Pato-2	11,661 (Sub)	17	24	14110	17265,8	2848
Plg_Estrel	6,261: 0,518 (Aer) 5,743 (Sub)	13	11	4520	8880,8	800
Plg_S_Rafa	5,105: 0,331 (Aer) 4,774 (Sub)	17	15	6870	13547,8	2984
Pozos	13,433: 3,406 (Aer) 10,027 (Sub)	17	10	2590	9941,7	275
Secoinsa	4,236: 2,847 (Aer) 1,389 (Sub)	8	9	4320	6905,1	680

Tabla 13. Propiedades de las líneas pertenecientes a la subestación Polígono de Málaga Capital

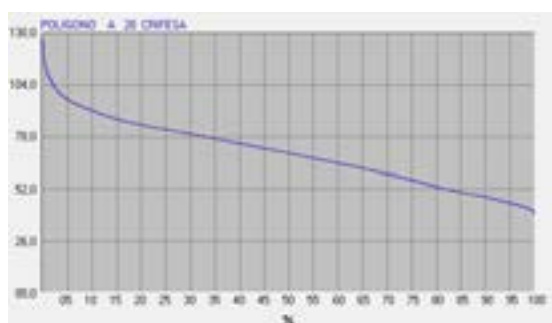
ANÁLISIS DE CARGA DEL AÑO 2014



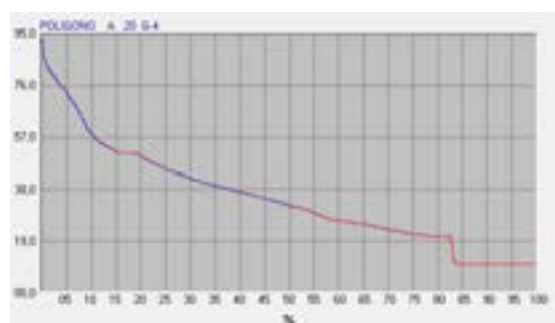
Línea Aeropuert



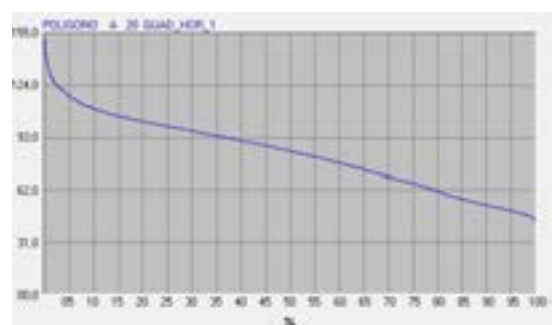
Línea Cmo_Viejo



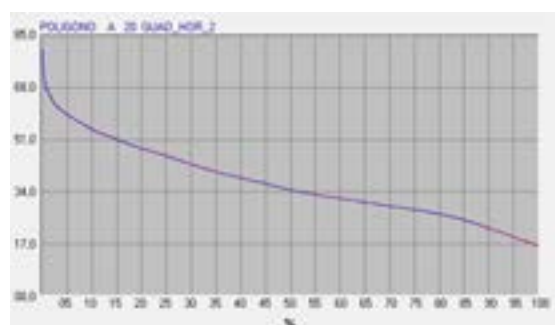
Línea Crifesa



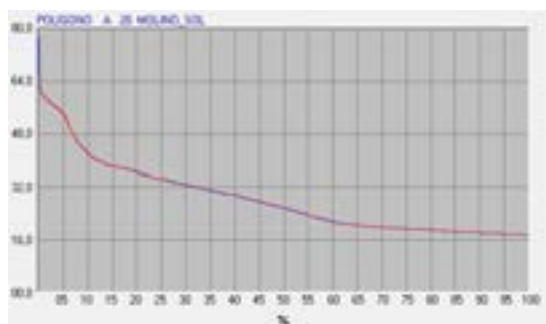
Línea G-4



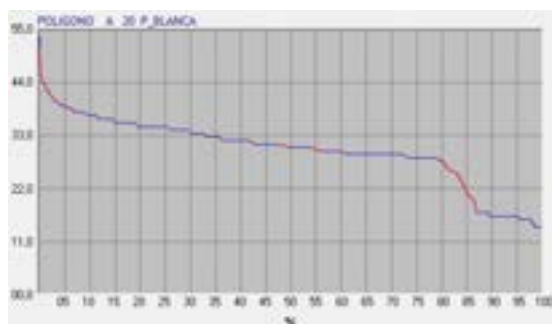
Línea Quad_Hor_1



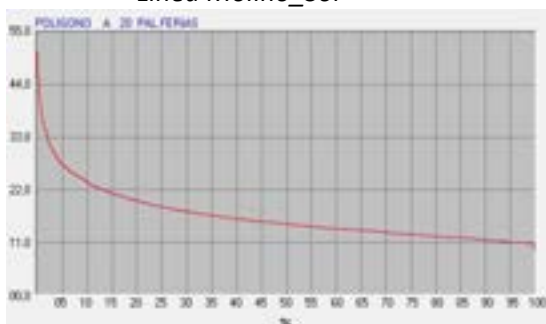
Línea Quad_Hor_2



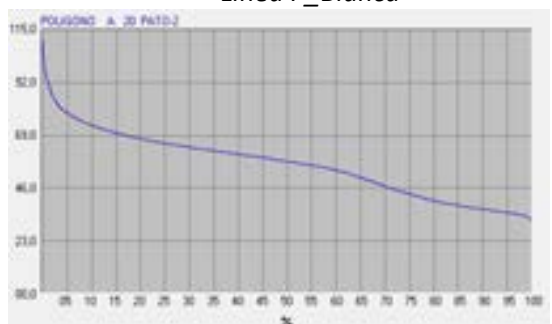
Línea Molino_Sol



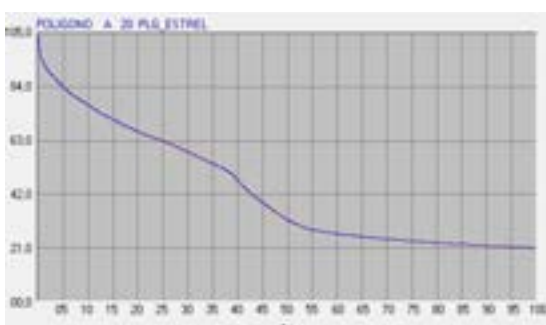
Línea P_Blanca



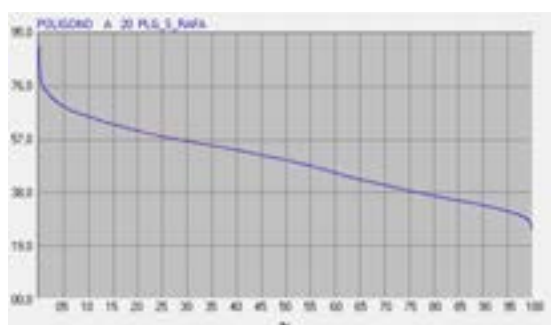
Línea Pal.Ferías



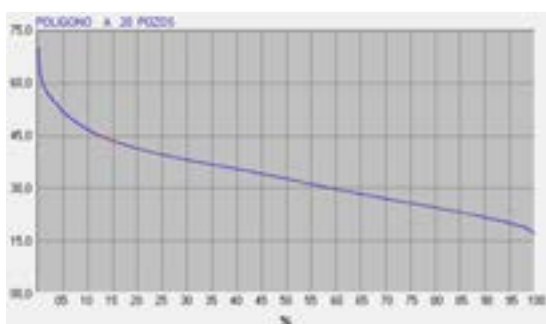
Línea Pato-2



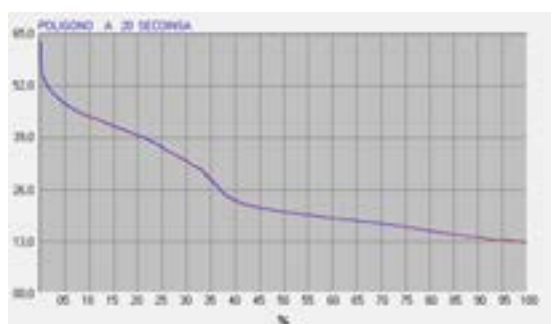
Línea Plg_Estrel



Línea Plg_S_Rafa



Línea Pozos



Línea Secoinsa

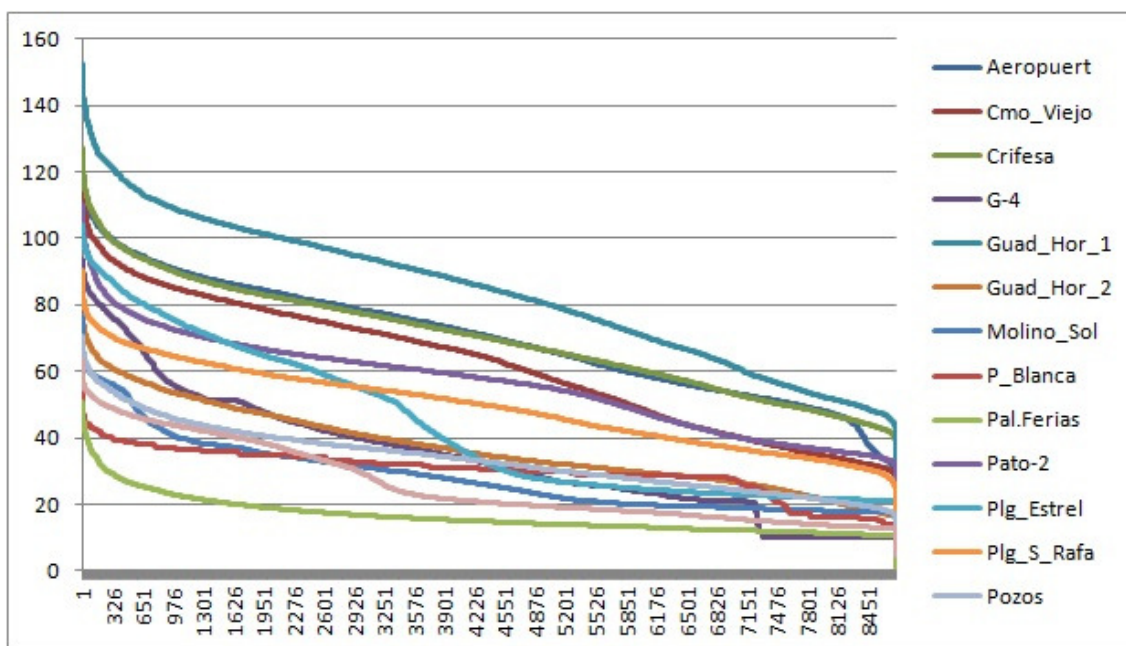
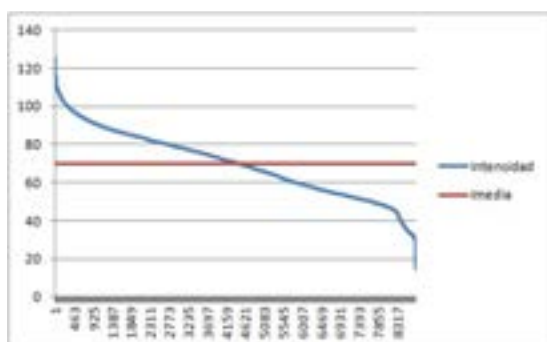
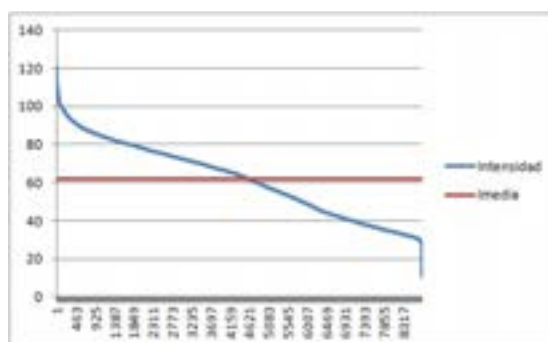


Ilustración 6. Curvas monótonas de consumo de las diferentes líneas de la subestación Polígono de Málaga Capital. 2014

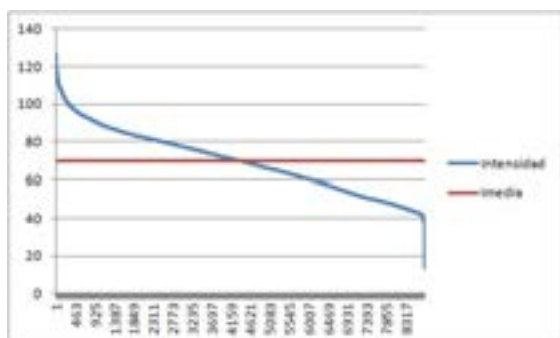
- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.



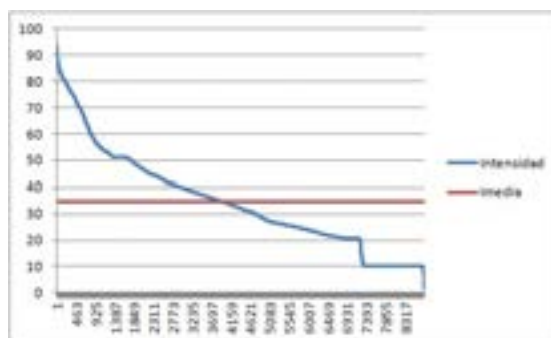
Línea Aeropuerto



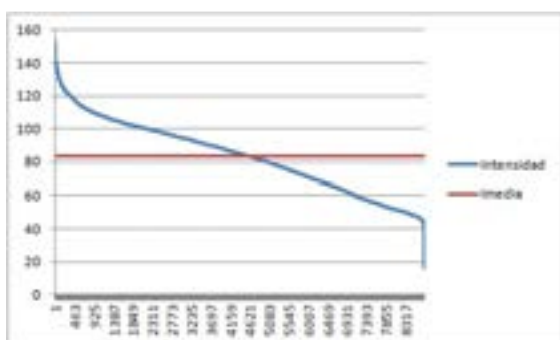
Línea Cmo_Viejo



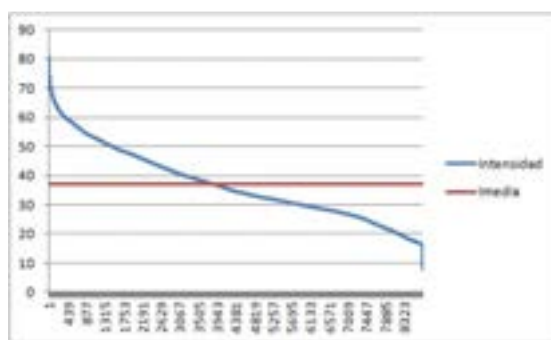
Línea Crifesa



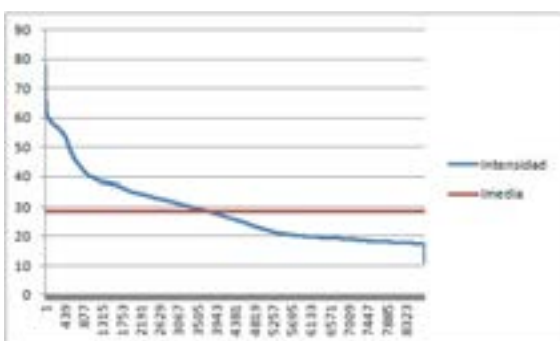
Línea G-4



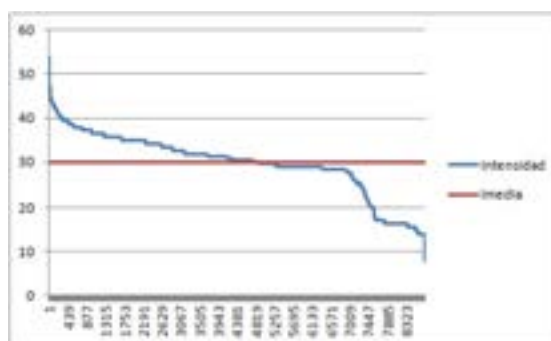
Línea Guad_Hor_1



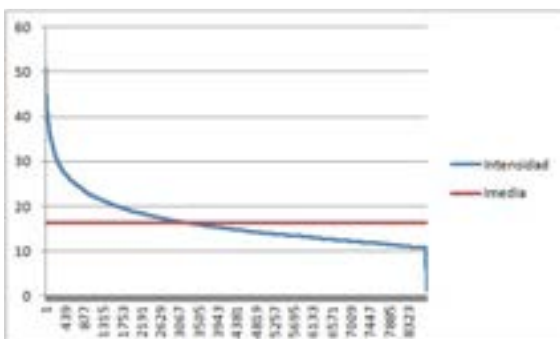
Línea Guad_Hor_2



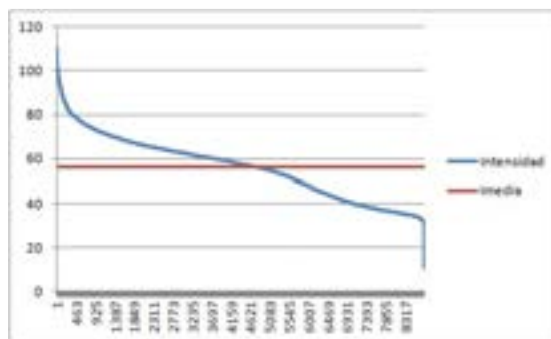
Línea Molino_Sol



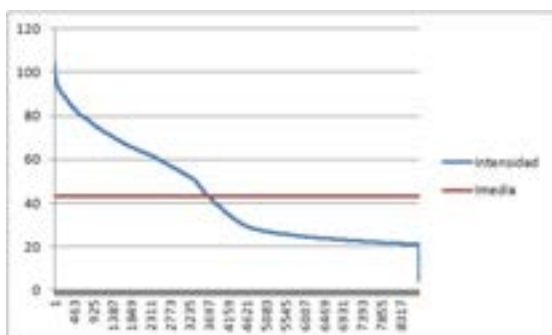
Línea P_Blanca



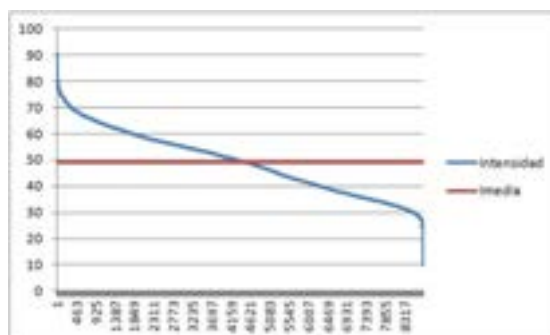
Línea Pal.Ferias



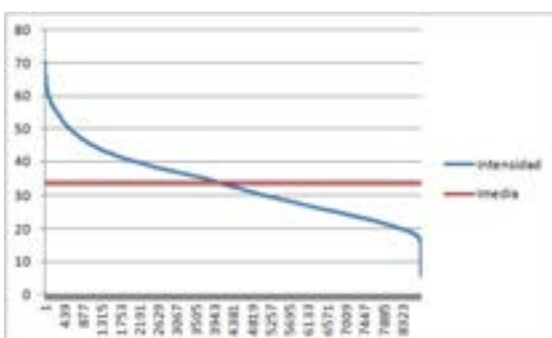
Línea Pato-2



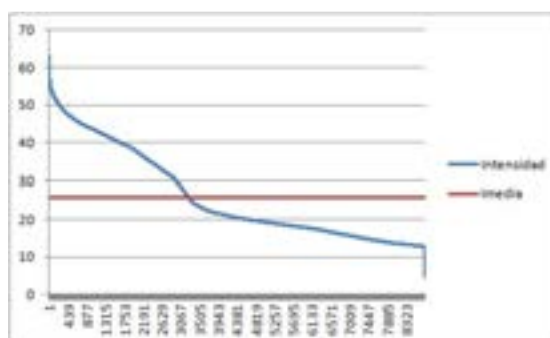
Línea Plg_Estrel



Línea Plg_S_Rafa



Línea Pozos

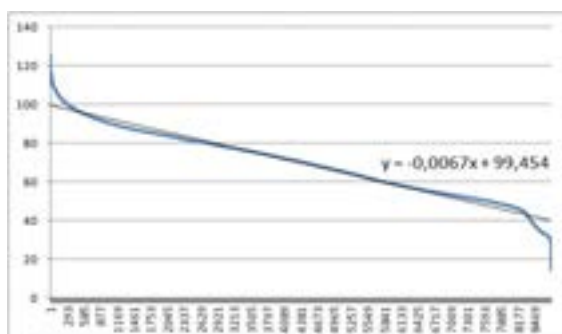


Línea Secoinsa

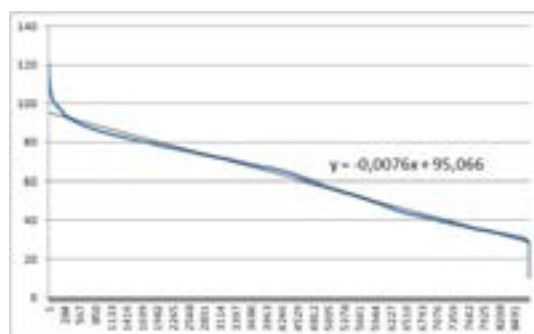
Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica(A)	lmedia (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Aeropuert	291	125,5	69,9067386	221,0932614	126,8389757	43,59%
Cmo_Viejo	222	120,4	61,7855548	160,2144452	65,96015949	29,71%
Crifesa	214	127	69,9053596	144,0946404	49,84035469	23,29%
G-4	291	93,5	34,4864075	256,5135925	162,2593068	55,76%
Guad_Hor_1	264	152,2	83,6015822	180,3984178	86,14413209	32,63%
Guad_Hor_2	284	80,5	37,0162991	246,9837009	152,7294152	53,78%
Molino_Sol	291	77,5	28,4127591	262,5872409	168,3329552	57,85%
P_Blanca	294	53,7	29,9007546	264,0992454	169,8449597	57,77%
Pal.Ferias	291	50,86	16,4226587	274,5773413	180,3230556	61,97%
Pato-2	291	110,1	56,1962957	234,8037043	140,5494186	48,30%
Plg_Estrel	291	104,2	43,3825811	247,6174189	153,3631332	52,70%
Plg_S_Rafa	222	90,4	49,2546884	172,7453116	78,49102589	35,36%
Pozos	221	70,5	33,5438413	187,4561587	93,20187299	42,17%
Secoinsa	291	63,2	25,9220126	265,0779874	170,8237017	58,70%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		94,25428571			Capacidad Media SubEstación destinada SG	46,68%

Tabla 14. Capacidad excedente de cada línea y capacidad media excedente de la subestación Polígono, según la hipótesis de carga lineal completamente plana

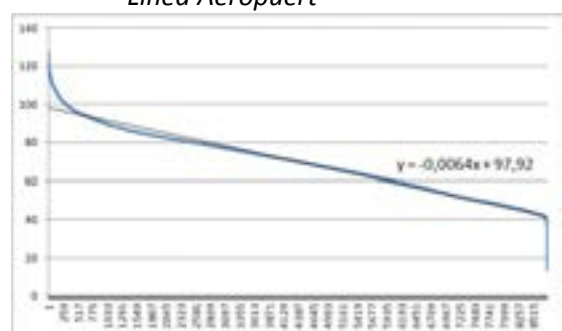
■ Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente.



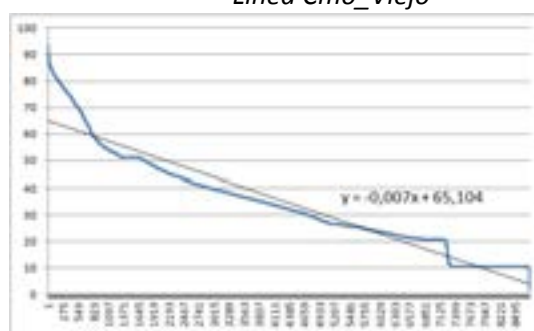
Línea Aeropuerto



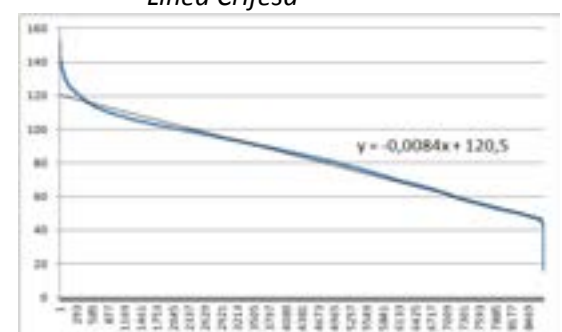
Línea Cmo_Viejo



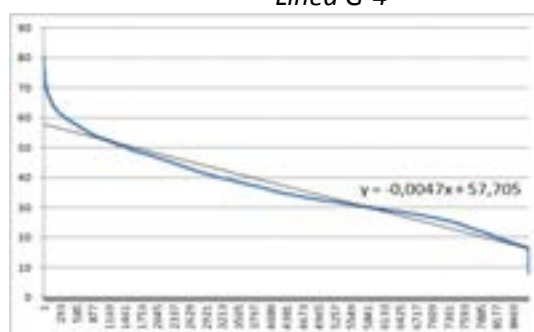
Línea Crifesa



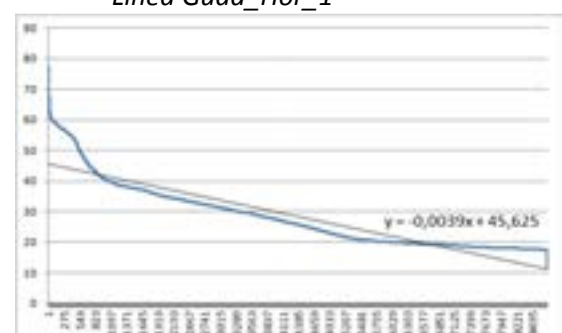
Línea G-4



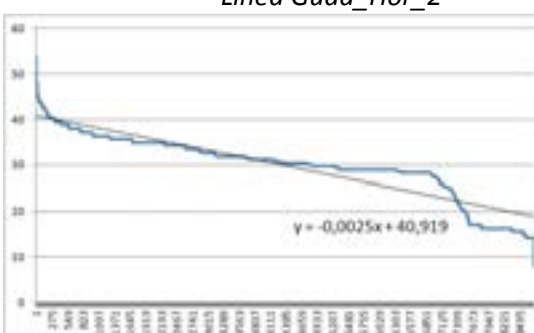
Línea Guad_Hor_1



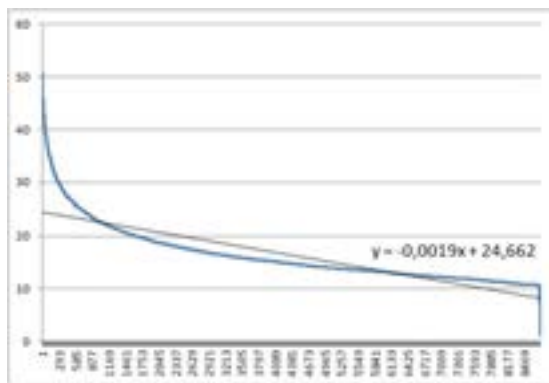
Línea Guad_Hor_2



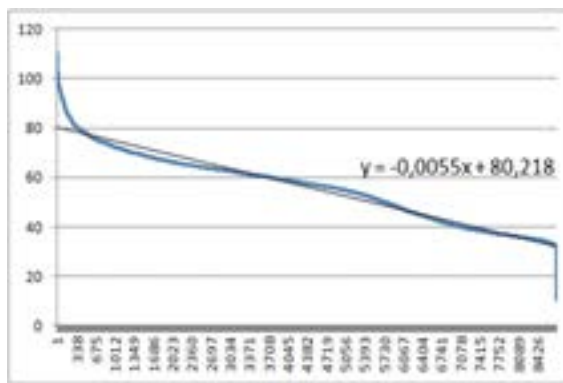
Línea Molino_Sol



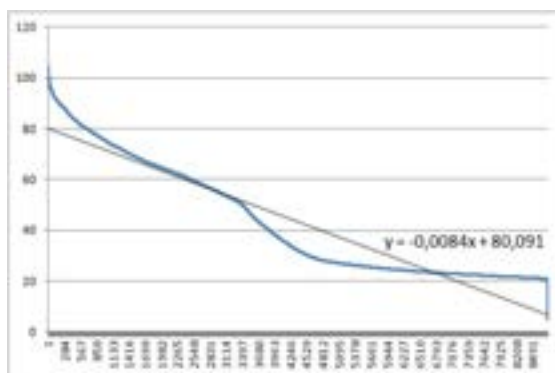
Línea P_Blanca



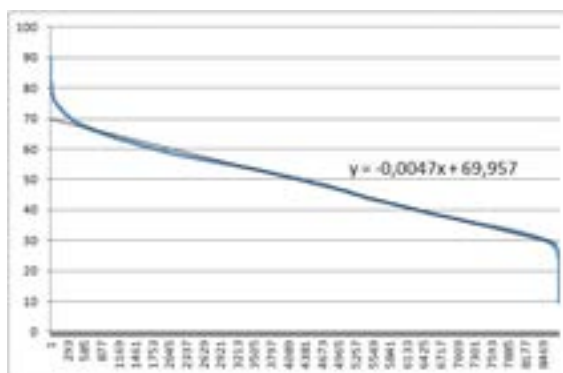
Línea Pal.Ferías



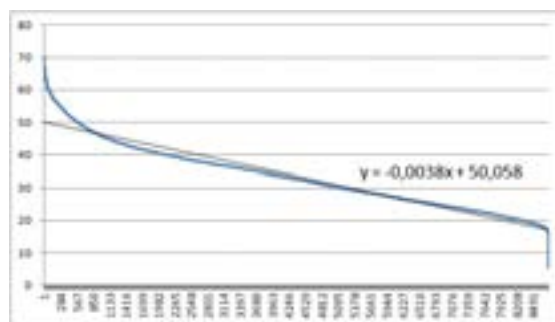
Línea Pato-2



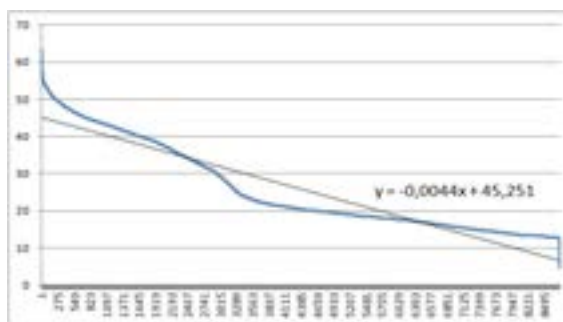
Línea Plg_Estrel



Línea Plg_S_Rafa



Línea Pozos



Línea Secoinsa

Líneas	I _{max} operación(A)	I _{max} histórica (A)	I _{max} pend.media (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Aeropuert	291	125,5	99,454	191,546	97,29171429	33,43%
Cmo_Viejo	222	120,4	95,066	126,934	32,67971429	14,72%
Crifesa	214	127	97,92	116,08	21,82571429	10,20%
G-4	291	93,5	65,104	225,896	131,6417143	45,24%
Guad_Hor_1	264	152,2	120,5	143,5	49,24571429	18,65%
Guad_Hor_2	284	80,5	57,705	226,295	132,0407143	46,49%
Molino_Sol	291	77,5	45,625	245,375	151,1207143	51,93%
P_Blanca	294	53,7	40,919	253,081	158,8267143	54,02%
Pal.Ferías	291	50,86	24,662	266,338	172,0837143	59,14%
Pato-2	291	110,1	80,218	210,782	116,5277143	40,04%
Plg_Estrel	291	104,2	80,091	210,909	116,6547143	40,09%
Plg_S_Rafa	222	90,4	69,957	152,043	57,78871429	26,03%
Pozos	221	70,5	50,058	170,942	76,68771429	34,70%
Secoinsa	291	63,2	45,251	245,749	151,4947143	52,06%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		94,25428571			Capacidad Media SubEstación destinada SG	37,62%

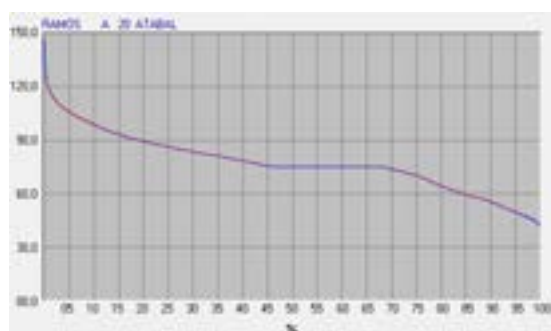
Tabla 15. Determinación de la capacidad media excedente de la subestación Polígono de Málaga Capital, según la hipótesis de carga lineal con pendiente

RAMOS

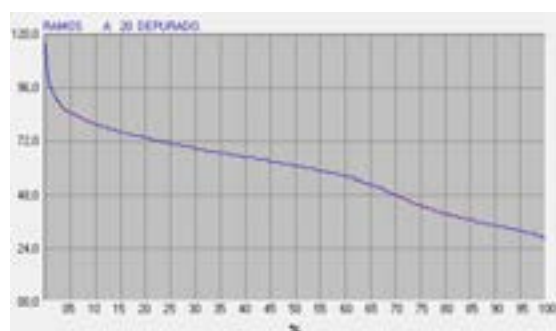
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Potencia Instalada MT/BT (KVA)	Potencia Contratada (KW)	Nº Clientes
Atabal	12,378: 3,679 (Aer) 8,699 (Sub)	25	24	9735	22968,9	5367
Depuradora	6,209: 0,190 (Aer) 6,019 (Sub)	14	14	7100	18227,4	3680
Desalobr_2	2,000 (Sub)	1			4800	1
HU_Clinico	1,700 (Sub)	1	4		2942	2
Los_Cardos	9,795 (Sub)	20	31	19070	10752,2	1141
Morillas	13,930 (Sub)	33	46	27290	26515,7	4801
Pto_La_Torre	0,802 (Sub)	2	2	880	1642	409
Puente	15,957: 5,319 (Aer) 10,638 (Sub)	26	35	21940	25343,9	4594
Puertosol	16,150: 5,319 (Aer) 10,831 (Sub)	29	34	19050	10617,8	2205
Vir_Carmen	15,595: 5,551 (Aer) 10,044 (Sub)	29	27	13520	23585,6	5014

Tabla 16. Propiedades de las líneas pertenecientes a la subestación Ramos de Málaga Capital

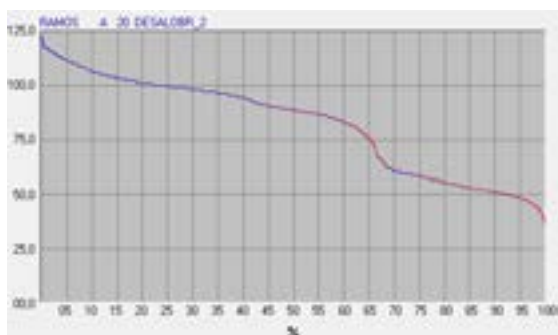
ANÁLISIS DE CARGA DEL AÑO 2014



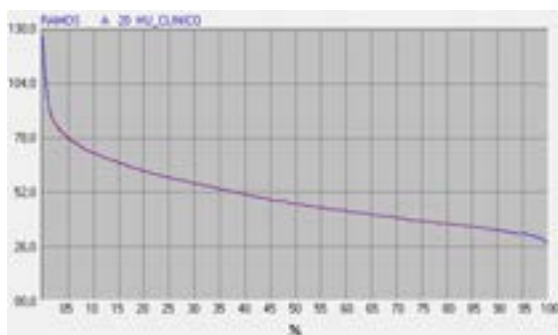
Línea Atabal



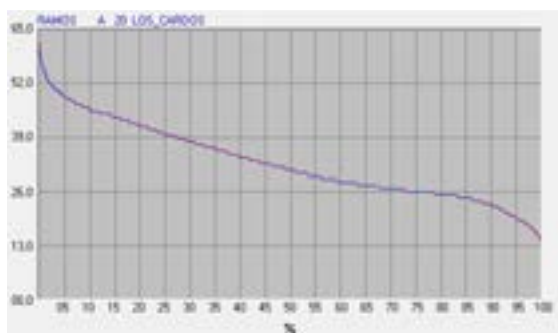
Línea Depuradora



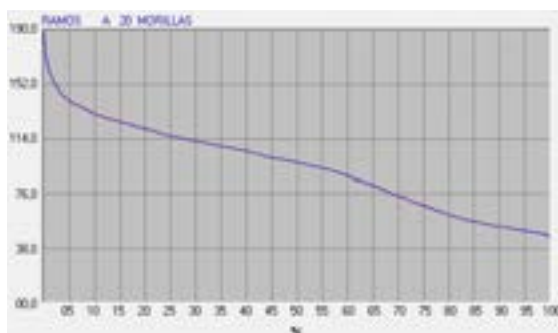
Línea Desalobr_2



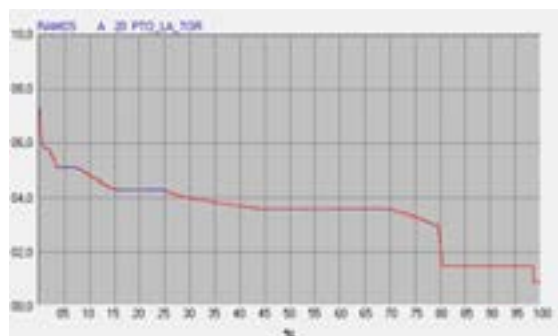
Línea HU_Clinico



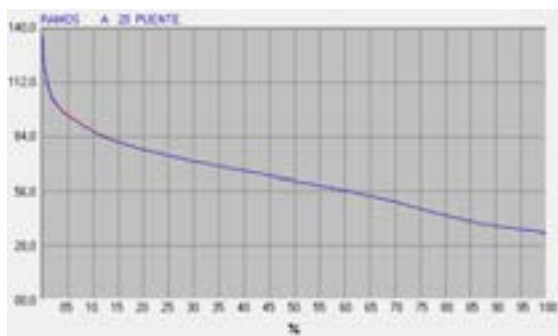
Línea Los_Cardos



Línea Morillas



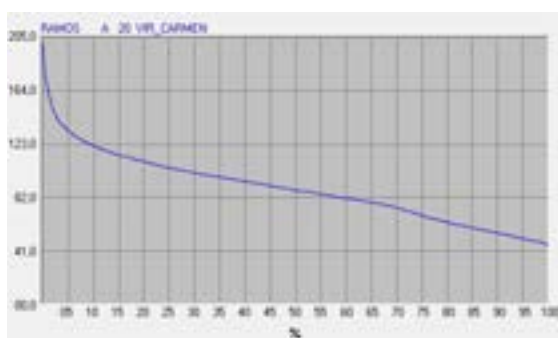
Línea Pto_La_Torre



Línea Puente



Línea Puertosol



Línea Vir_Carmen

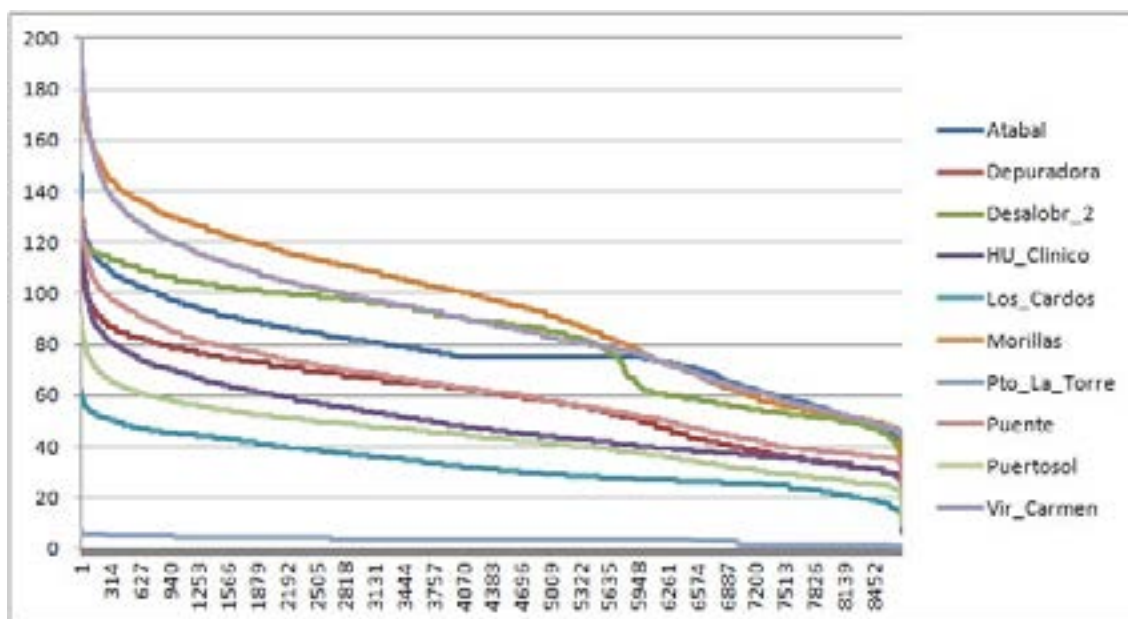
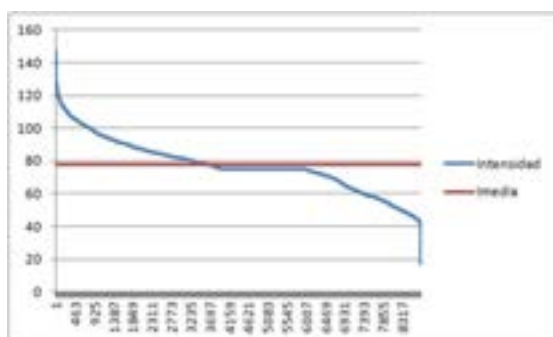
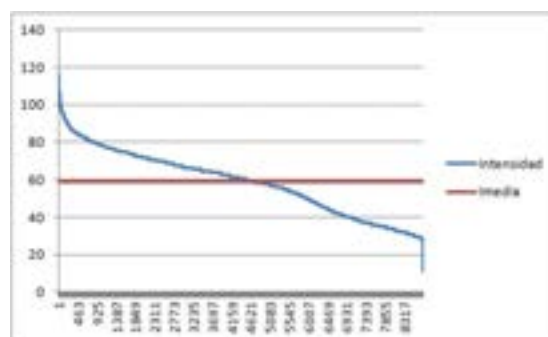


Ilustración 7. Curvas monótonas de consumo de las diferentes líneas de la subestación Ramos de Málaga Capital. 2014

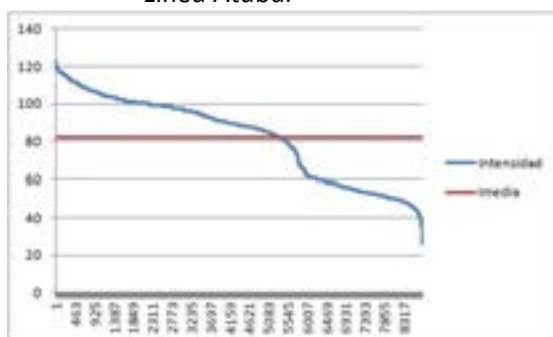
- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.



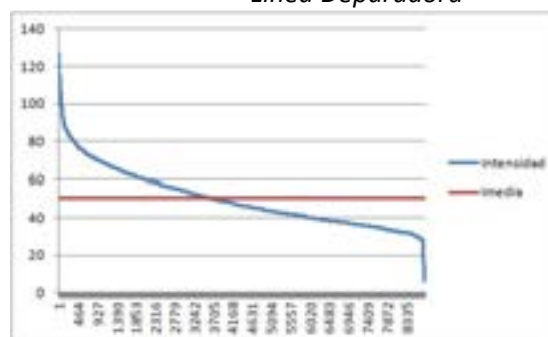
Línea Atabal



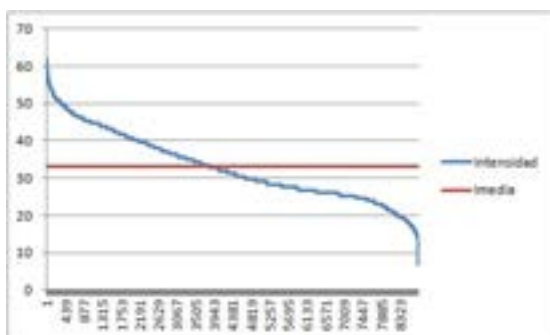
Línea Depuradora



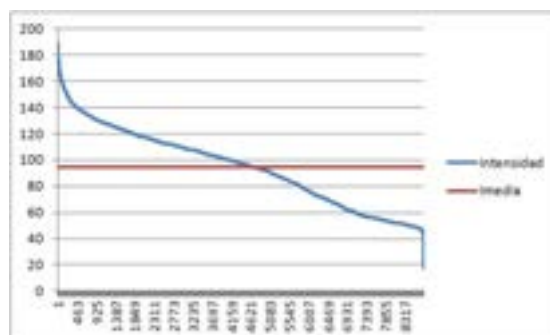
Línea Desalobr_2



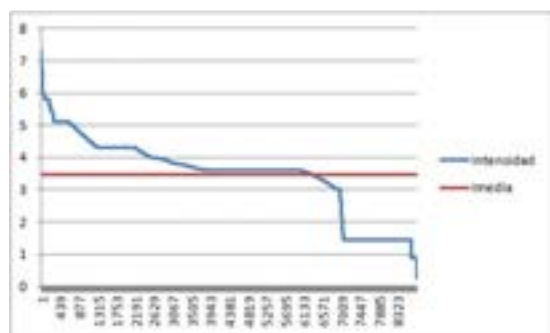
Línea HU_Clinico



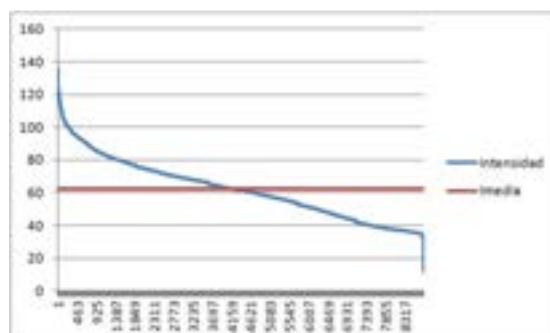
Línea Los_Cardos



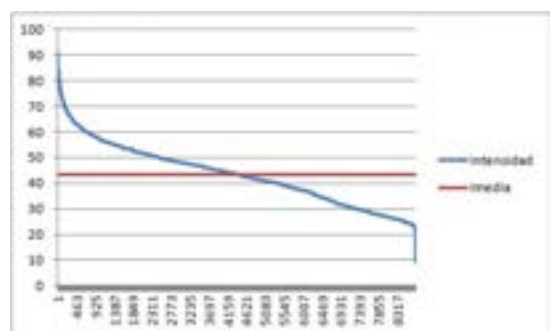
Línea Morillas



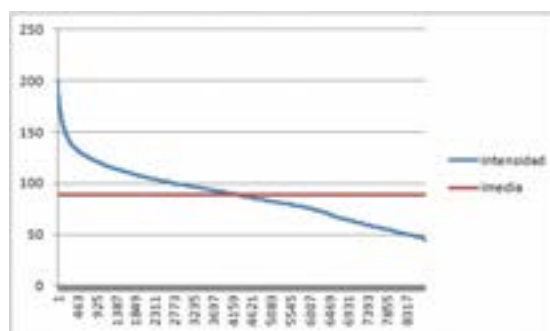
Línea Pto_La_Torre



Línea Puente



Línea Puertosol

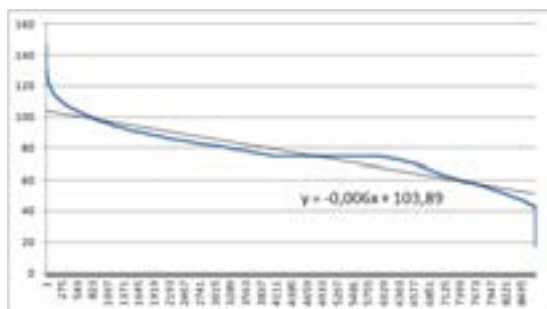


Línea Vir_Carmen

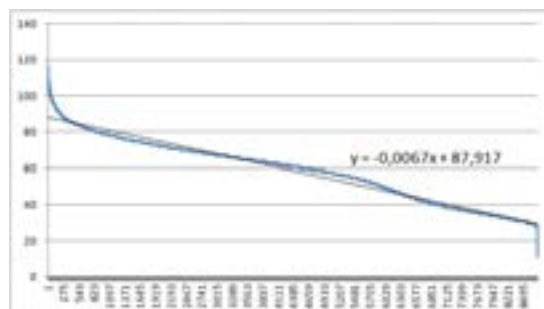
Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica(A)	Imedia (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Atabal	221	146,8	77,4372295	143,5627705	23,7727705	10,76%
Depuradora	221	116,2	58,7237192	162,2762808	42,4862808	19,22%
Desalobr_2	371	123,2	82,2652683	288,7347317	168,9447317	45,54%
HU_Clinico	291	126,7	50,0336005	240,9663995	121,1763995	41,64%
Los_Cardos	291	61,8	32,9676427	258,0323573	138,2423573	47,51%
Morillas	291	188,7	94,681532	196,318468	76,528468	26,30%
Pto_La_Torre	281	7,3	3,46872717	277,5312728	157,7412728	56,14%
Puente	320	135,7	62,2277774	257,7722226	137,9822226	43,12%
Puertosol	182	90,9	43,4932671	138,5067329	18,7167329	10,28%
Vir_Carmen	254	200,6	88,8711164	165,1288836	45,3388836	17,85%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		119,79			Capacidad Media SubEstación destinada SG	26,53%

Tabla 17. Capacidad media de la subestación Ramos de Málaga Capital, suponiendo carga lineal completamente plana

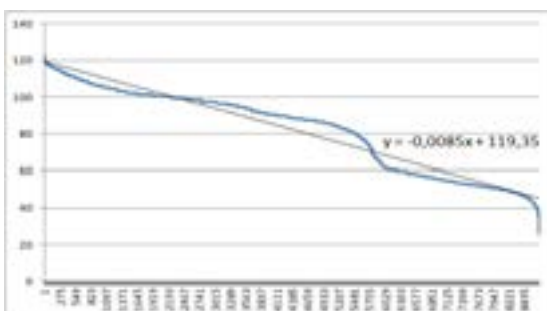
- Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente.



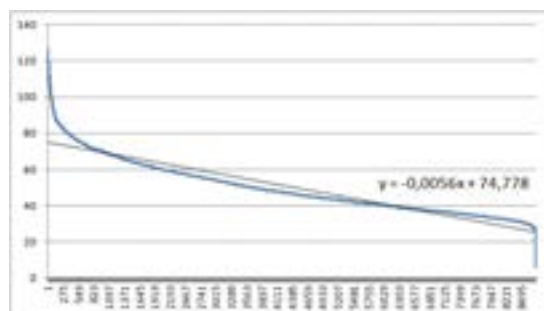
Línea Atabal



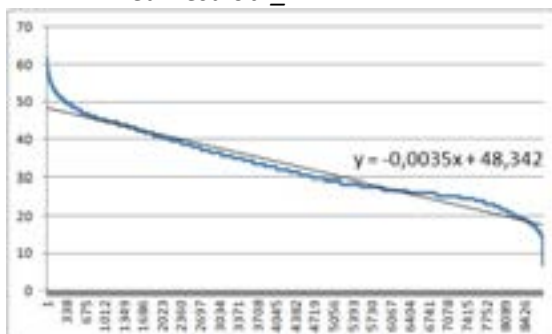
Línea Depuradora



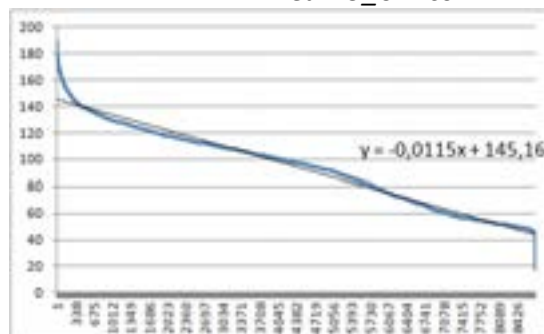
Línea Desalabr_2



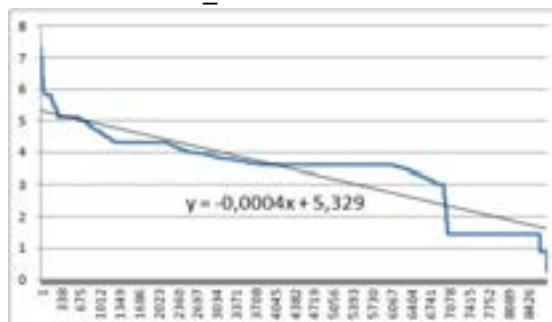
Línea HU_Clinico



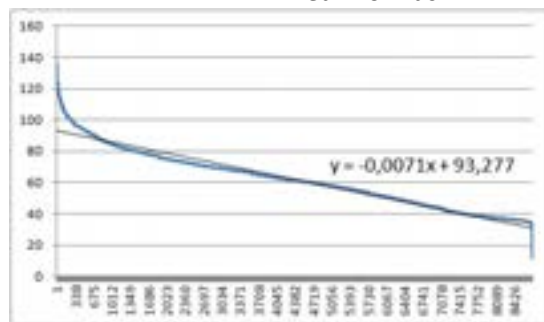
Línea Los_Cardos



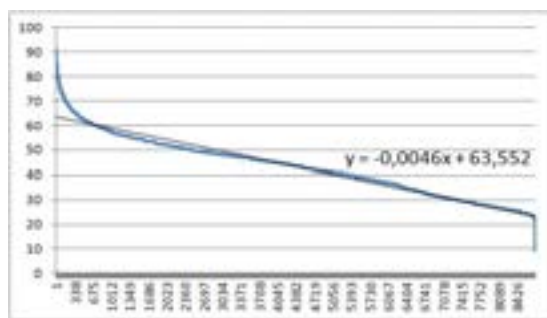
Línea Morillas



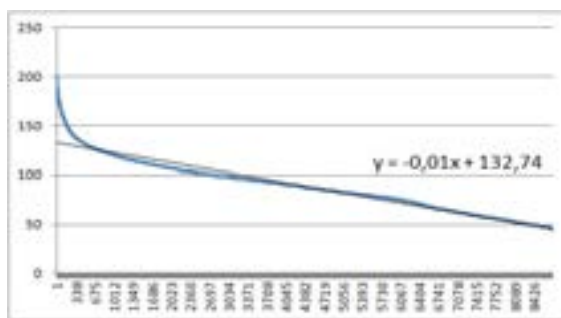
Línea Pto_La_Torre



Línea Puente



Línea Puertosol



Línea Vir_Carmen

Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica(A)	Imax pend.media (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Atabal	221	146,8	103,89	117,11	0	0,00%
Depuradora	221	116,2	87,917	133,083	13,293	6,01%
Desalobr_2	371	123,2	119,35	251,65	131,86	35,54%
HU_Clinico	291	126,7	74,778	216,222	96,432	33,14%
Los_Cardos	291	61,8	48,342	242,658	122,868	42,22%
Morillas	291	188,7	145,16	145,84	26,05	8,95%
Pto_La_Torre	281	7,3	5,329	275,671	155,881	55,47%
Puente	320	135,7	93,277	226,723	106,933	33,42%
Puertosol	182	90,9	63,552	118,448	0	0,00%
Vir_Carmen	254	200,6	132,74	121,26	1,47	0,58%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		119,79			Capacidad Media SubEstación destinada SG	17,94%

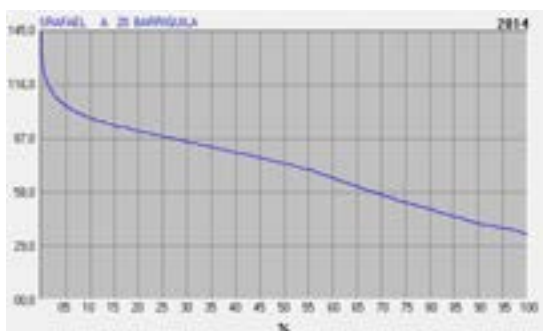
Tabla 18. Capacidades excedentes de las líneas y capacidad media excedente de la subestación Ramos, suponiendo carga lineal con pendiente

SUBESTACIÓN SAN RAFAEL

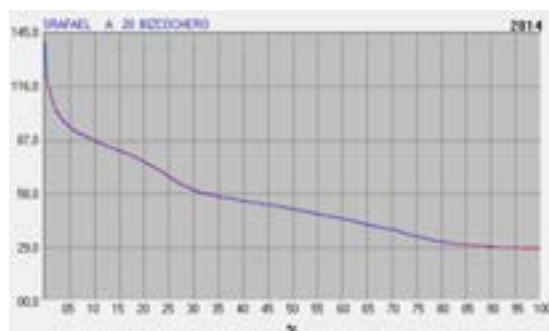
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Potencia TIEPI MT/BT (KVA)	Potencia Contratada (KW)	Nº Clientes
Barriguilla	6,01 (Sub)	13	15	8382	17625,1	3753
Bizcochero	3,424 (Sub)	10	14	15486	15086,4	1971
Duende	8,144: 0,31 (Aer) 7,834 (Sub)	11	20	13941	15134,1	1284
Facultades	3,6 (Sub)	9	8	6440	4472,5	12
Ferial_	3,229 (Sub)	6	3	3000	72,1	19
Hta_Correo	5,982: 0,112 (Aer) 5,87 (Sub)	13	14	8138	8039	1195
Metro_SR2	(Sub)				3000	
Teatinos	7,126 (Sub)	15	13	8351	18214,7	3907
Tiropichon	4,685 (Sub)	9	10	7270	13153,6	2719

Tabla 19. Características de las líneas de la subestación San Rafael de Málaga Capital

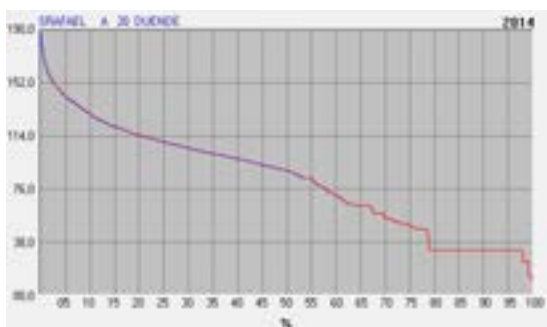
ANÁLISIS DE CARGA DEL AÑO 2014



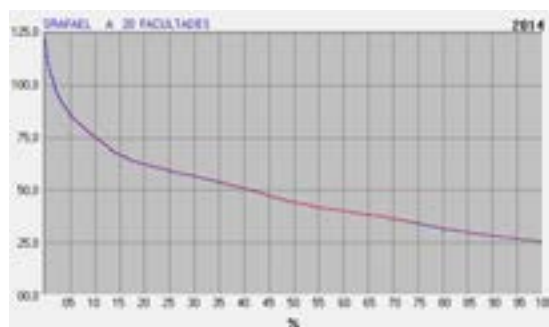
Línea Barriguilla



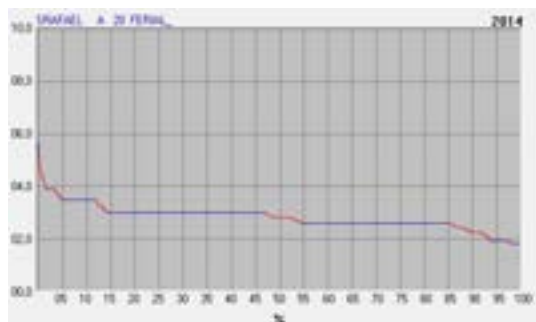
Línea Bizcochero



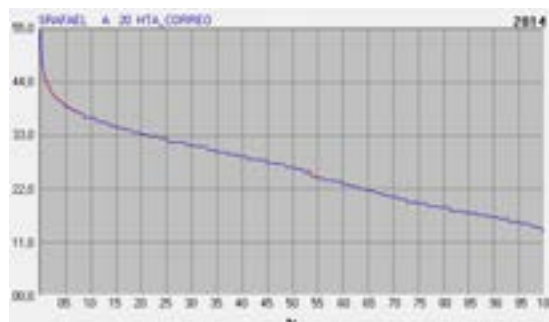
Línea Duende



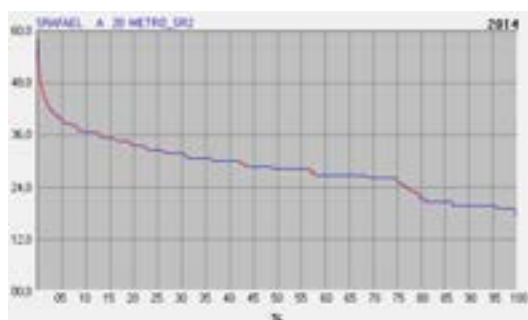
Línea Facultades



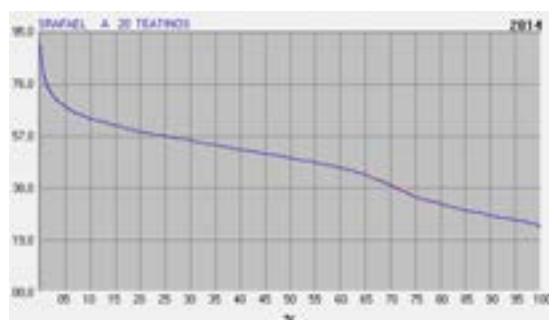
Línea Ferial_



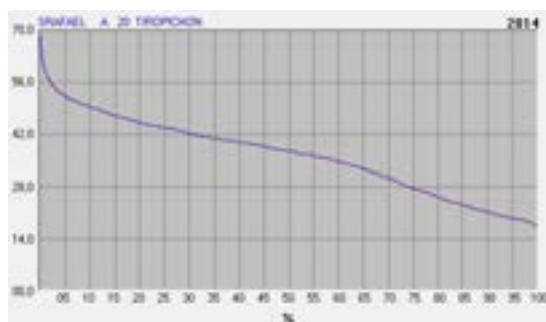
Línea Hta_Correo



Línea Metro_SR2



Línea Teatinos



Línea Tiropichón

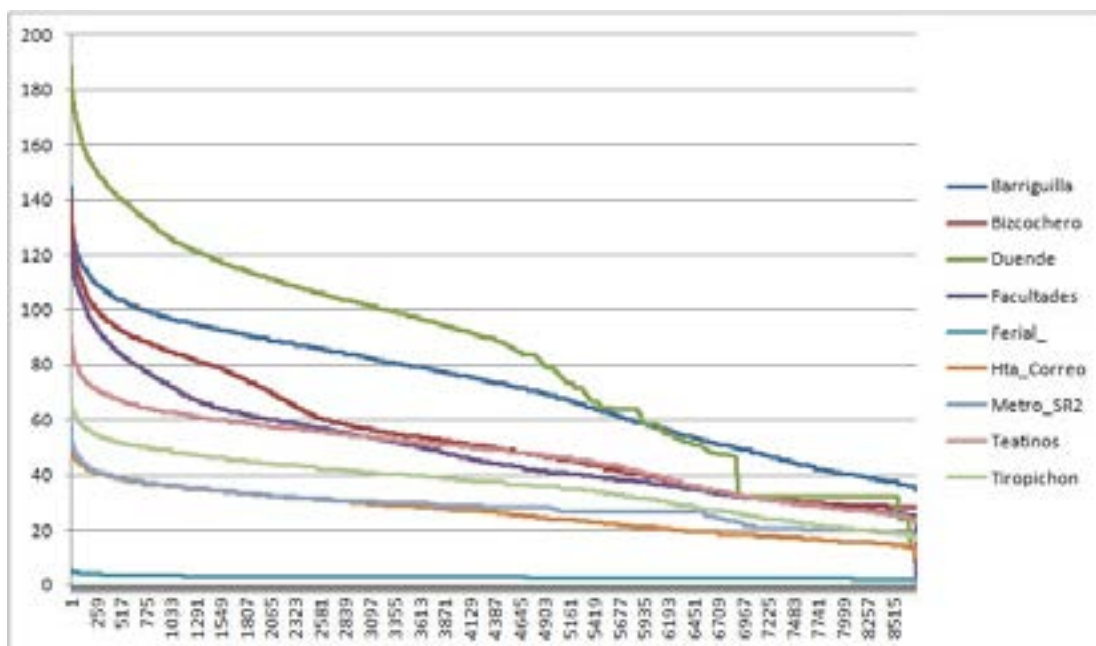
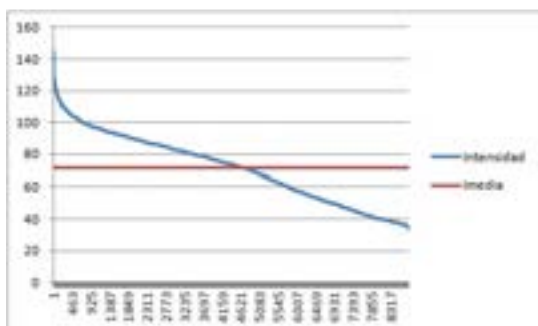
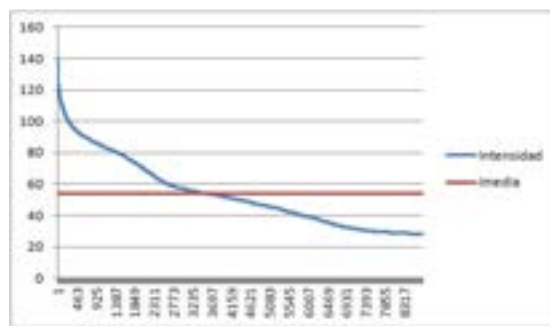


Ilustración 8. Curvas monótonas de consumo de las diferentes líneas de la subestación San Sebastián de Málaga Capital. 2014

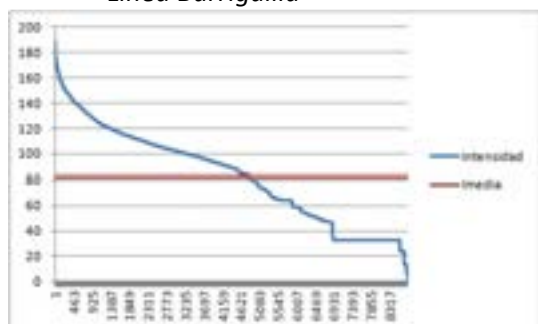
- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.



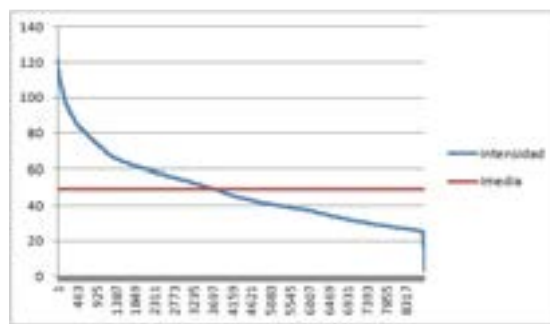
Línea Barriguilla



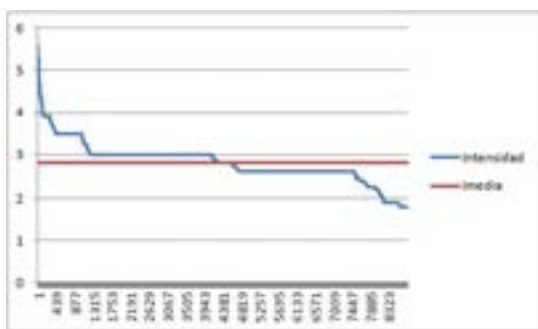
Línea Bizcochero



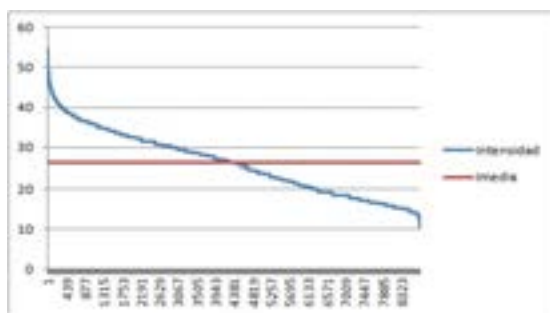
Línea Duende



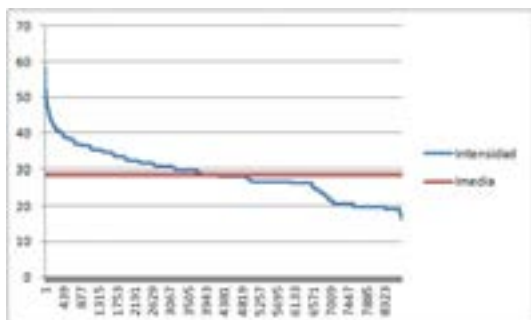
Línea Facultades



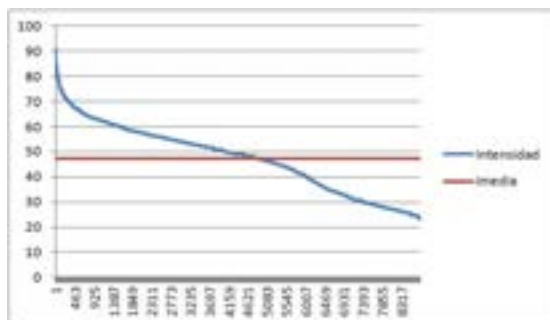
Línea Ferial_



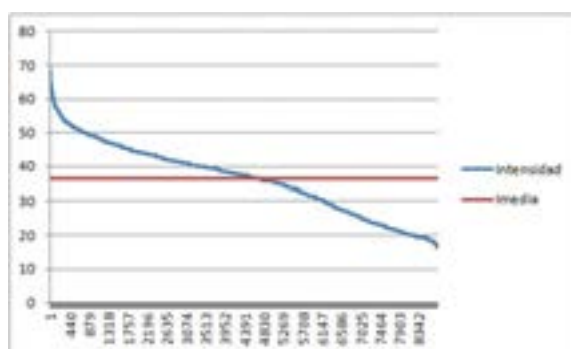
Línea Hta_Correo



Línea Metro_SR2



Línea Teatinos

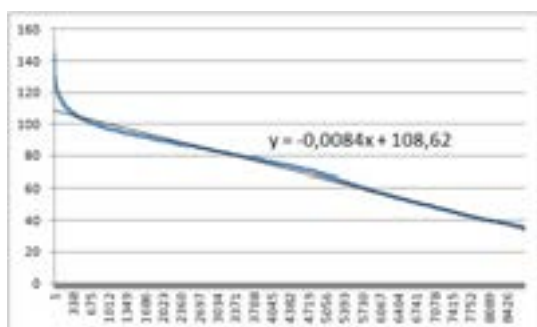


Línea Tiropichón

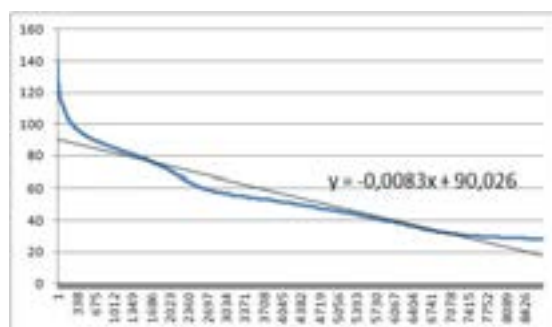
Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica (A)	Imedia (A)	Cap. excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Barriguilla	291	144,8	71,70371	219,29629	122,1796233	41,99%
Bizcochero	291	140,3	53,8492169	237,1507831	140,0341164	48,12%
Duende	244	188,6	82,7719315	161,2280685	64,11140183	26,28%
Facultades	222	122	48,8449144	173,1550856	76,03841893	34,25%
Ferial_	291	5,6	2,81839155	288,1816085	191,0649418	65,66%
Hta_Correo	222	54,8	26,2178219	195,7821781	98,66551143	44,44%
Metro_SR2	300	58,45	28,6656998	271,3343002	174,2176335	58,07%
Teatinos	244	90,9	47,369089	196,630911	99,51424433	40,78%
Tiropichon	222	68,6	36,3170491	185,6829509	88,56628423	39,89%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		97,11666667			Capacidad Media SubEstación destinada SG	44,95%

Tabla 20. Determinación de la capacidad excedente de cada línea y capacidad media excedente de la subestación San Rafael de Málaga Capital suponiendo carga lineal completamente plana

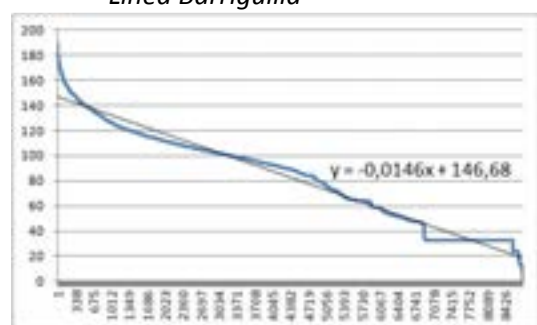
■ Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente.



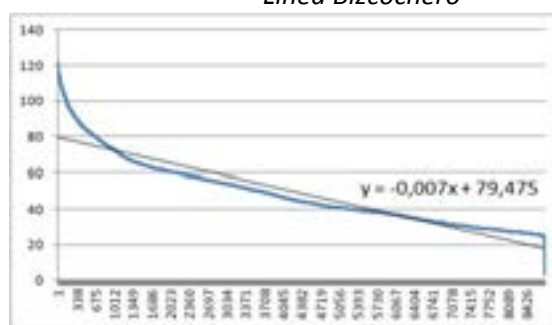
Línea Barriguilla



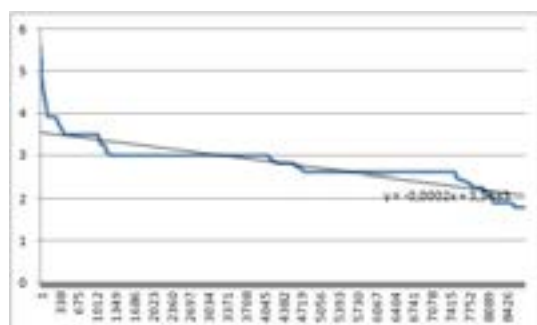
Línea Bizcochero



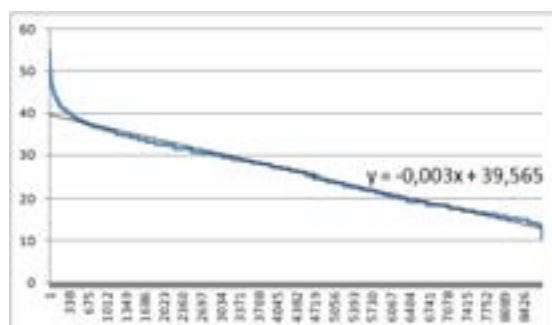
Línea Duende



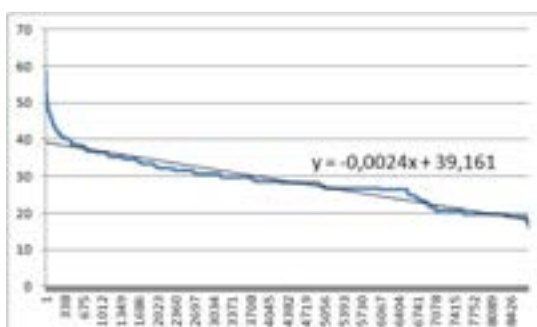
Línea Facultades



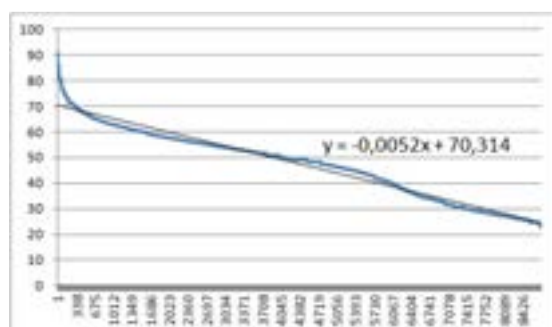
Línea Ferial_



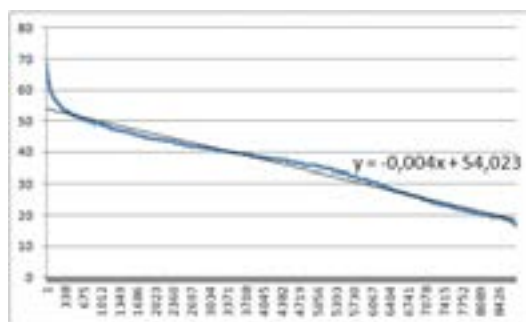
Línea Hta_Correo



Línea Metro_SR2



Línea Teatinos



Línea Tiropichón

Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica (A)	Imax pendiente media (A)	Cap. excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Barriguilla	291	144,8	108,62	182,38	85,26333333	29,30%
Bizcochero	291	140,3	90,026	200,974	103,8573333	35,69%
Duende	244	188,6	146,68	97,32	0	0,00%
Facultades	222	122	79,475	142,525	45,40833333	20,45%
Ferial	291	5,6	3,5485	287,4515	190,3348333	65,41%
Hta. Correo	222	54,8	39,565	182,435	85,31833333	38,43%
Metro SR2	300	58,45	39,161	260,839	163,7223333	54,57%
Teatinos	244	90,9	70,314	173,686	76,56933333	31,38%
Tiropichon	222	68,6	54,023	167,977	70,86033333	31,92%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		97,11666667			Capacidad Media SubEstación destinada SG	34,40%

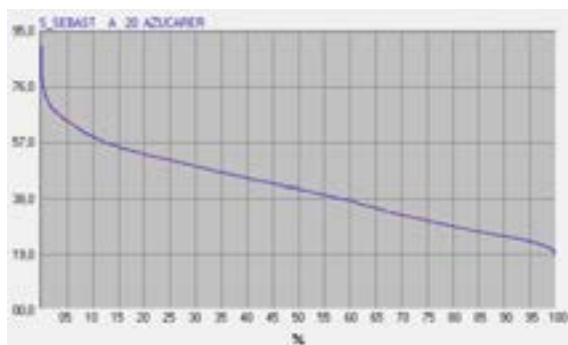
Tabla 21. Capacidades excedentes de las líneas y capacidad media excedente de la subestación San Sebastián, suponiendo carga lineal con pendiente

SAN SEBASTIÁN

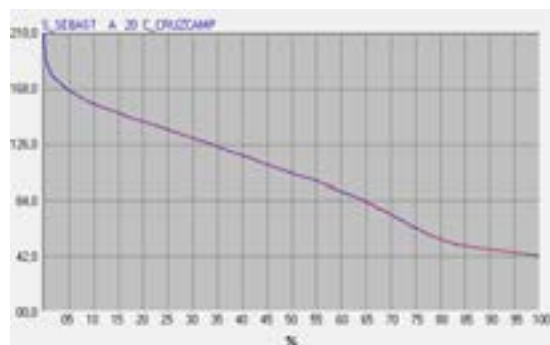
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Potencia Instalada MT/BT (KVA)	Potencia Contratada (KW)	Nº Clientes
Azucarer	10,247 (Sub)	17	17	5720	9173,8	1465
C_Cruzcamp	7,930: 0,130(Aer) 7,800 (Sub)	11	9	3620	7817	581
Cuevas_Baj	7,471: 0,156(Aer) 7,315 (Sub)	13	15	5265	8594,3	455
Dep_Huelin	6,073 (Sub)	13	14	7490	17884,2	4426
Hiper	2,788 (Sub)	6	4	2290	7169,8	722
Industrial	2,777 (Sub)	8	8	4180	6393,6	1140
Litoral	3,914 (Sub)	13	18	10620	23954,5	6593
Misericordia	6,794 (Sub)	21	26	16600	36667,4	9131
NU_Diputac	0,858 (Sub)	1			1200	1
Pacifico	5,423 (Sub)	19	19	11970	16059,8	3329
Panificad	3,570 (Sub)	11	13	8400	23947,1	6608
S_Sebast_V	5,891 (Sub)	15	19	8925	23266,5	4886
Siemens	5,296 (Sub)	9	4	400	1331,9	6
Tabacalera	8,889 (Sub)	14	16	8640	18030,6	3605
Trremoli	3,739 (Sub)	2	2	400	547,7	3

Tabla 22. Propiedades de las líneas pertenecientes a la subestación San Sebastián de Málaga
Capital

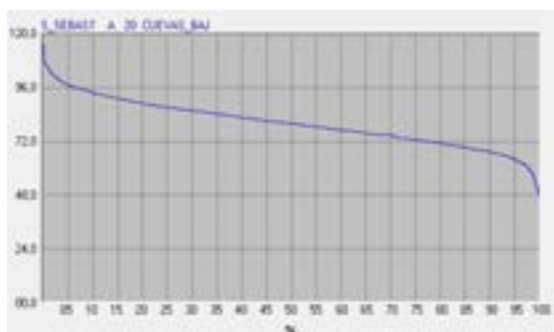
ANÁLISIS DE CARGA DEL AÑO 2014



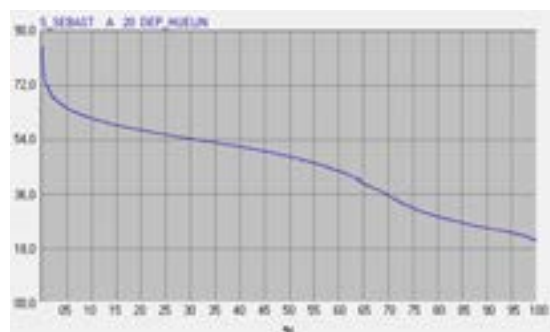
Línea Azucarar



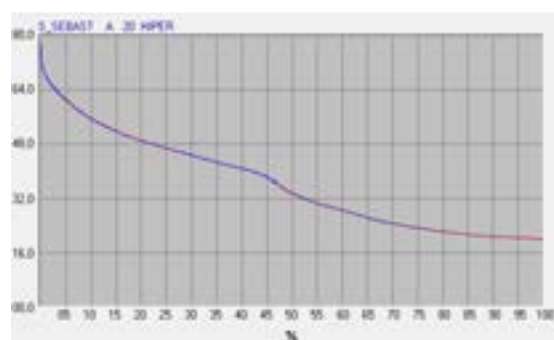
Línea C_Cruzcamp



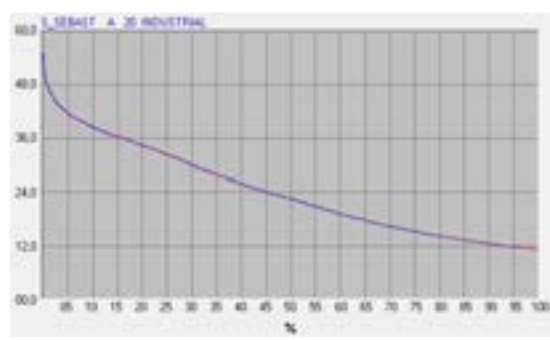
Línea Cuevas_Baj



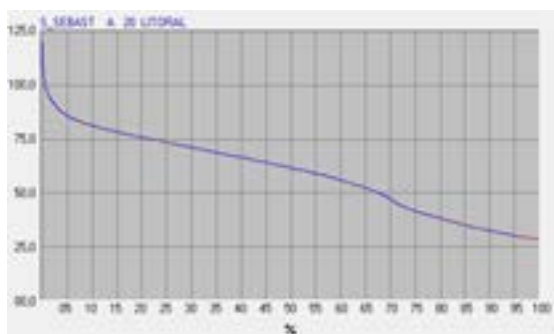
Línea Dep_Huelin



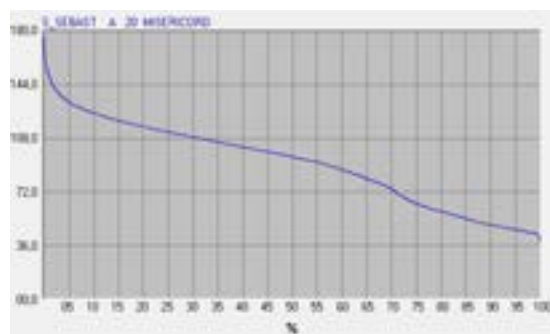
Línea Hiper



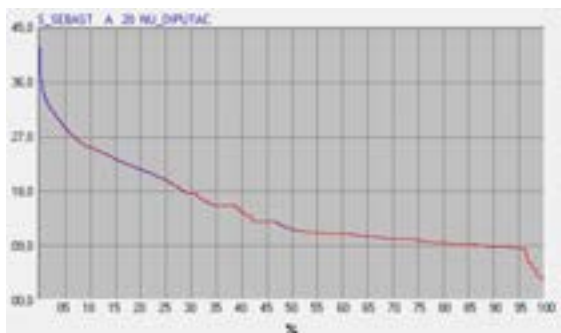
Línea Industrial



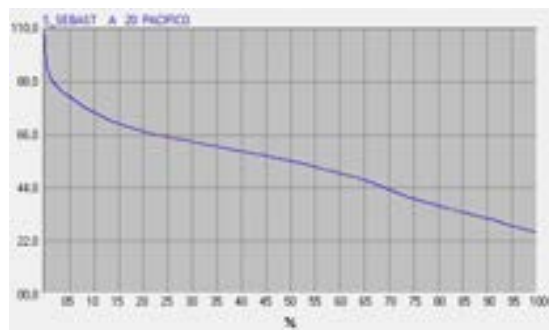
Línea Litoral



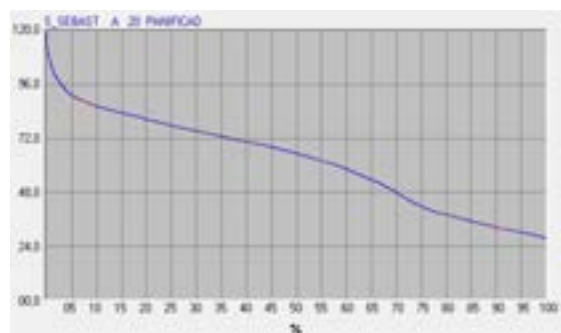
Línea Misericord



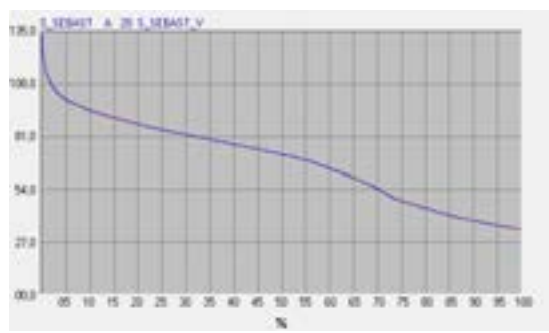
Línea NU_Diputac



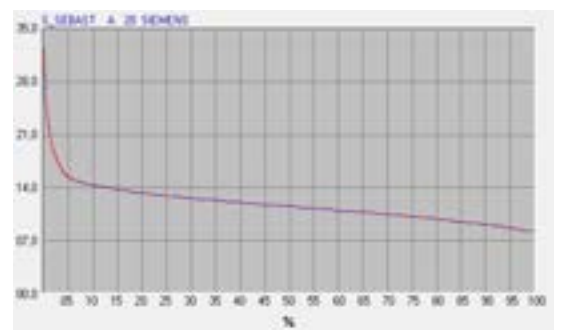
Línea Pacífico



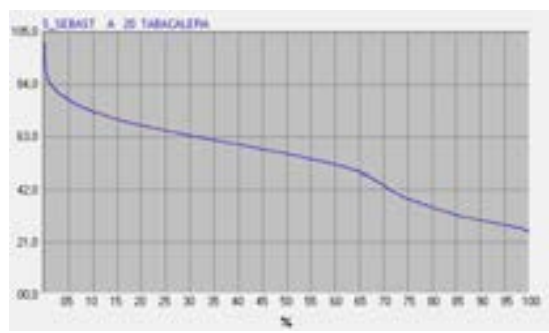
Línea Panificad



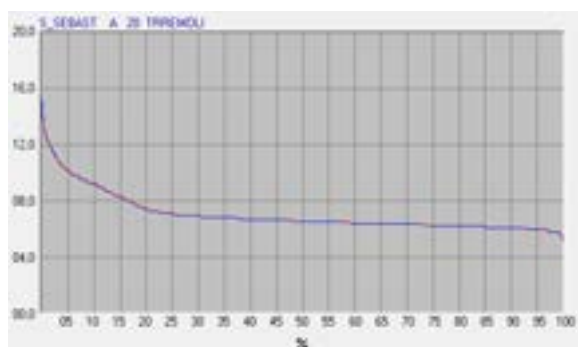
Línea S_Sebast_V



Línea Siemens



Línea Tabacalera



Línea Trremoli

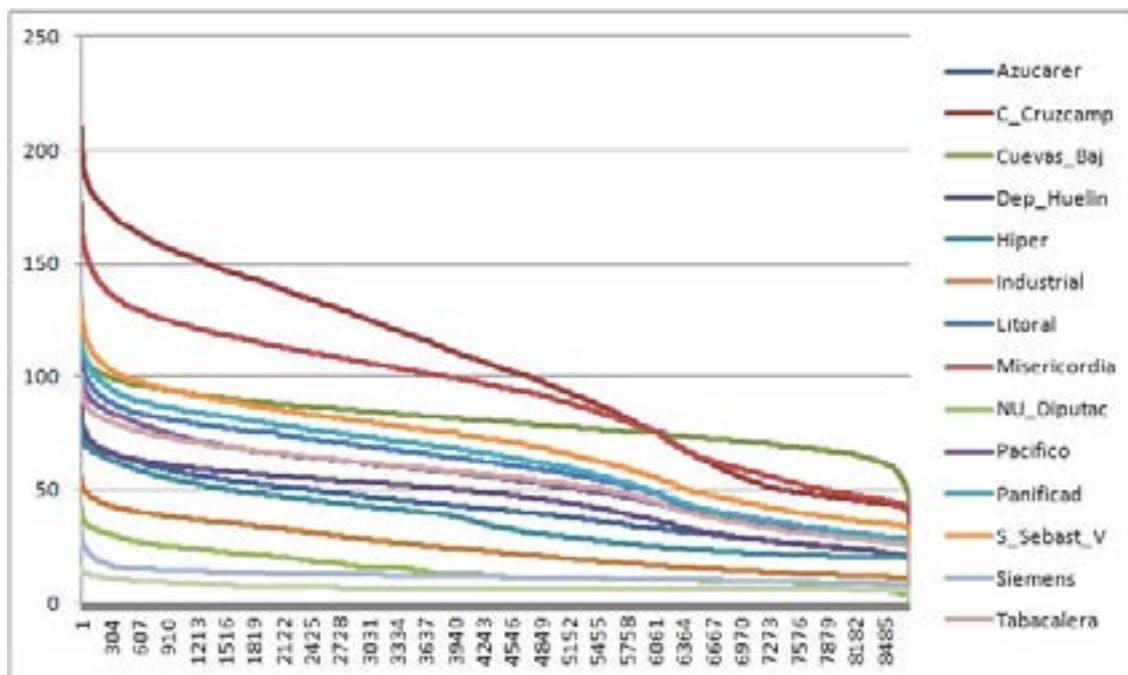
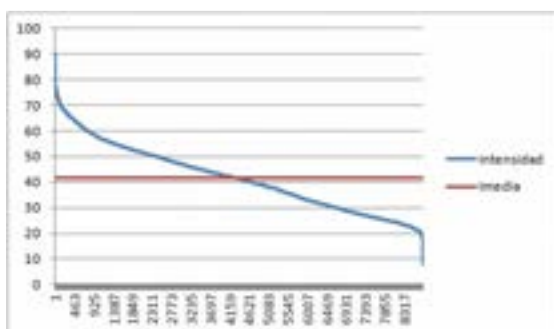
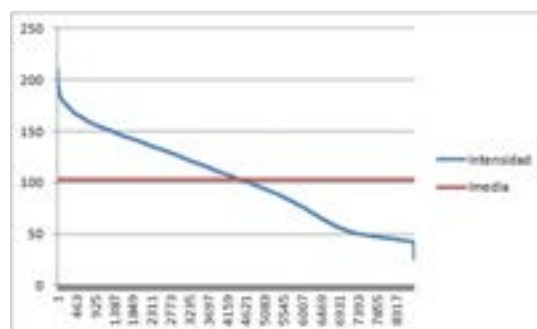


Ilustración 9. Curvas monótonas de consumo de las diferentes líneas de la subestación San Sebastián de Málaga Capital. 2014

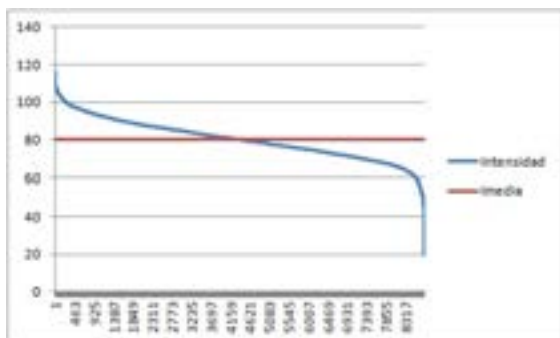
- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.



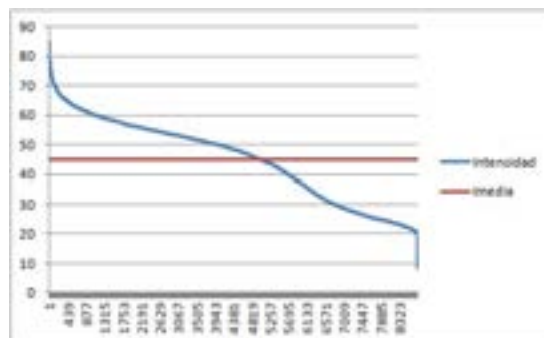
Línea Azucarer



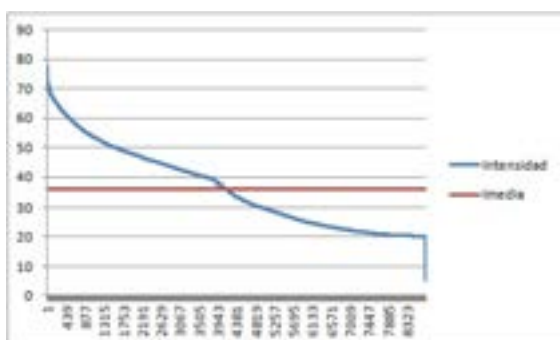
Línea C_Cruzcamp



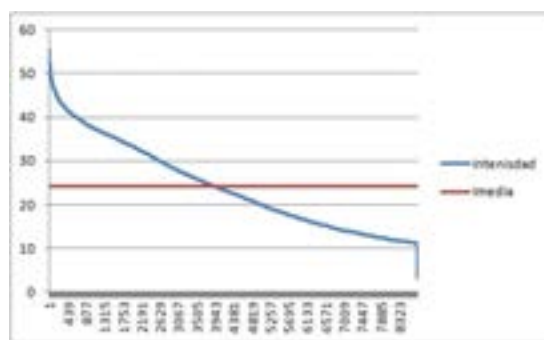
Línea Cuevas_Baj



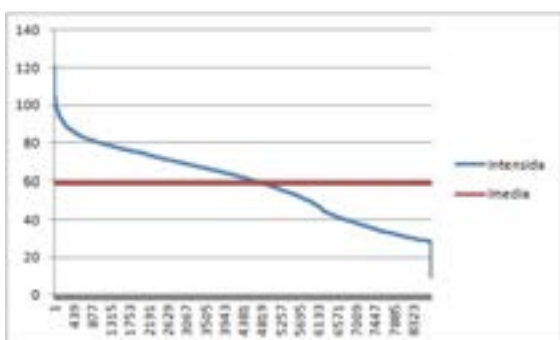
Línea Dep_Huelin



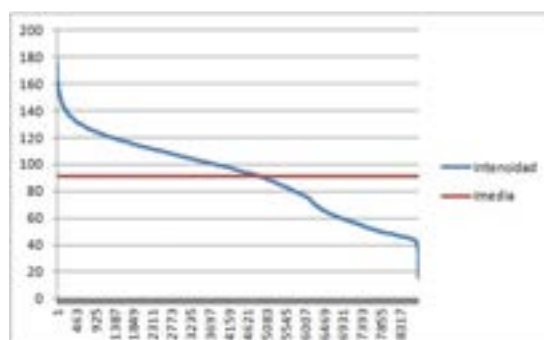
Línea Hiper



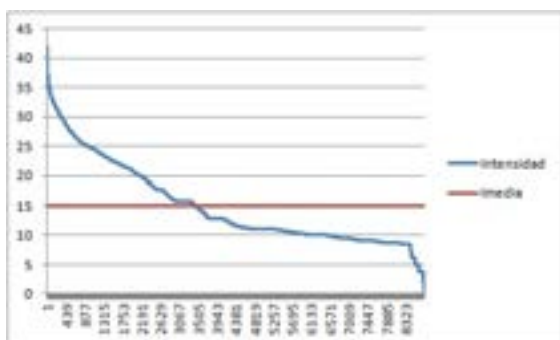
Línea Industrial



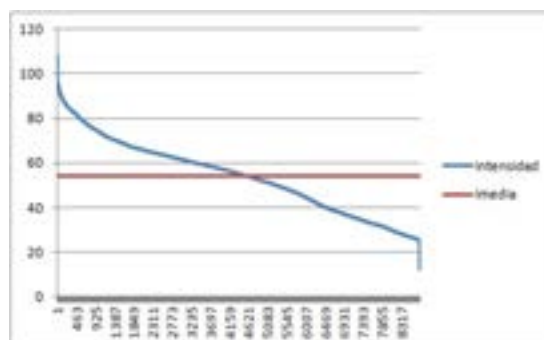
Línea Litoral



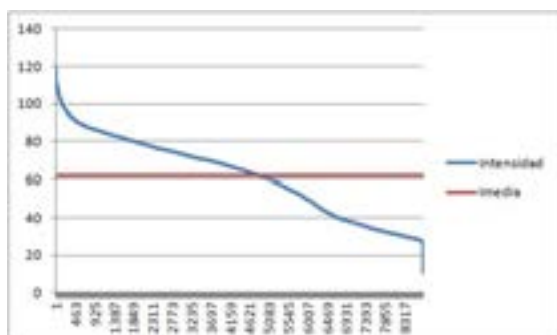
Línea Misericord



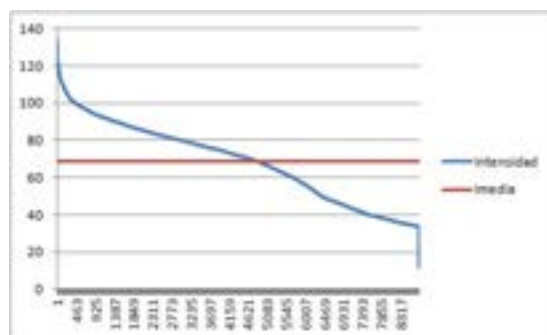
Línea NU_Diputac



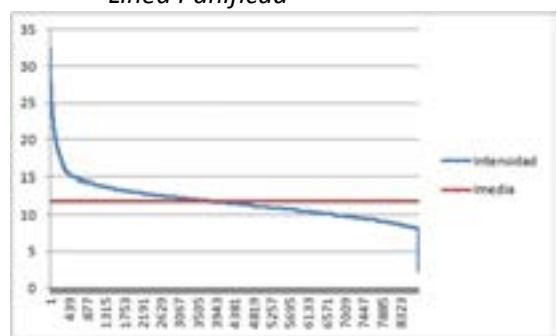
Línea Pacifico



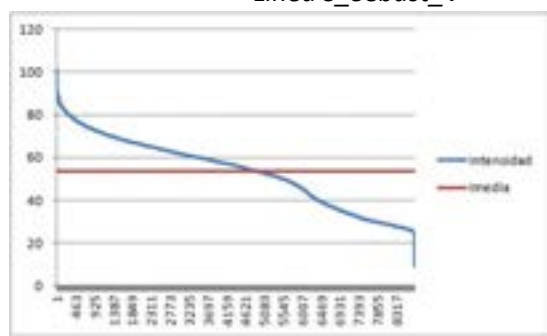
Línea Panificad



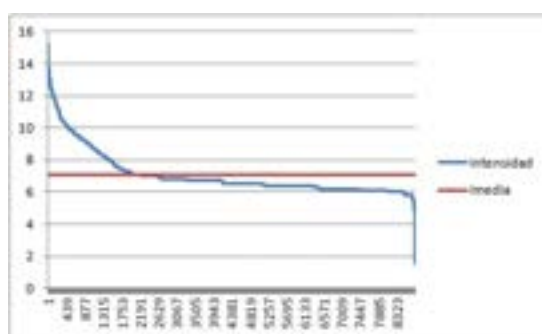
Línea S_Sebast_V



Línea Siemens



Línea Tabacalera

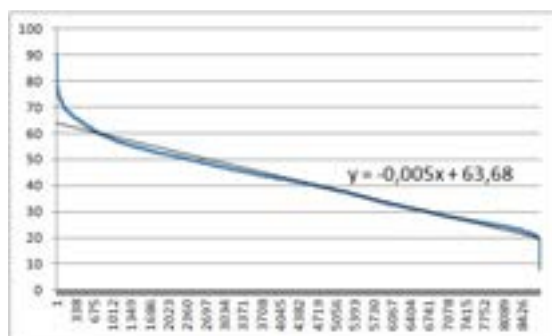


Línea Trremoli

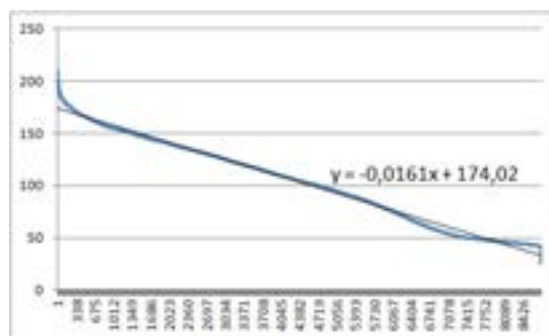
Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica(A)	Imedia (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Azucarar	222	90,2	41,6568208	180,3431792	81,53984587	36,73%
C Cruzcamp	264	209,9	103,289853	160,710147	61,90681367	23,45%
Cuevas_Baj	221	116,1	80,3177386	140,6822614	41,87892807	18,95%
Dep_Huelin	283	85,1	45,08881393	237,9111861	139,1078527	49,15%
Hiper	220	77,7	36,3186461	183,6813539	84,87802057	38,58%
Industrial	291	55,3	24,1990491	266,8009509	167,9976176	57,73%
Litoral	314	120,4	59,1396256	254,8603744	156,0570411	49,70%
Misericord	291	175,9	91,127895	199,872105	101,0687717	34,73%
NU_Diputac	291	42	14,9423425	276,0576575	177,2543242	60,91%
Pacífico	291	107,9	53,9495639	237,0504361	138,2471028	47,51%
Panificadora	222	119,5	61,9240285	160,0759715	61,27263817	27,60%
S_Sebast_V	264	133,3	68,6272979	195,3727021	96,56936877	36,58%
Siemens	291	32,45	11,7788995	279,2211005	180,4177672	62,00%
Tabacalera	244	101,1	53,551774	190,448226	91,64489267	37,56%
Trremoli	292	15,2	7,06254224	284,9374578	186,1341244	63,74%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		98,80333333			Capacidad Media SubEstación destinada SG	43,00%

Tabla 23. Determinación de la capacidad excedente de cada línea y capacidad media excedente de la subestación San Sebastián de Málaga Capital suponiendo carga lineal completamente plana

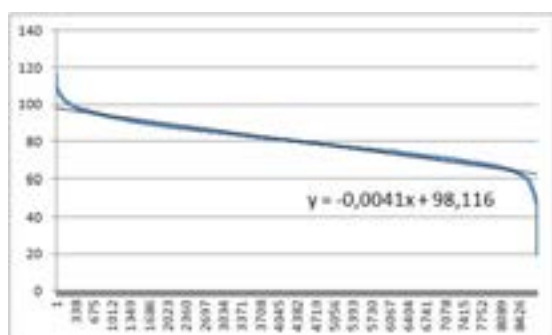
■ Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente.



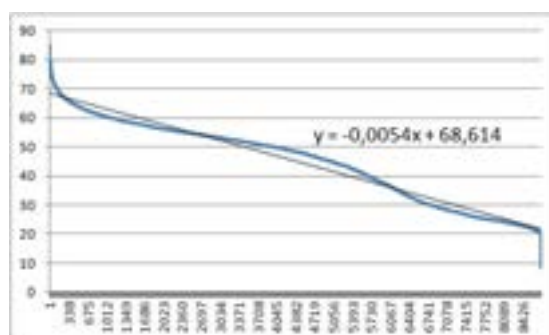
Línea Azucarer



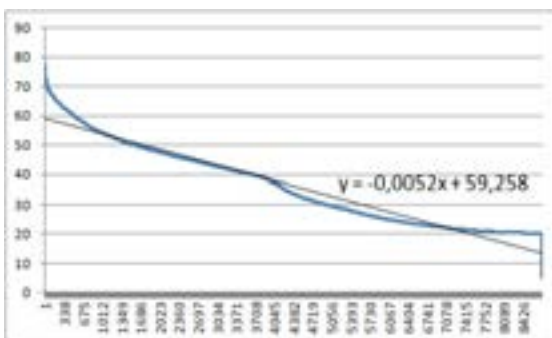
Línea C_Cruzcamp



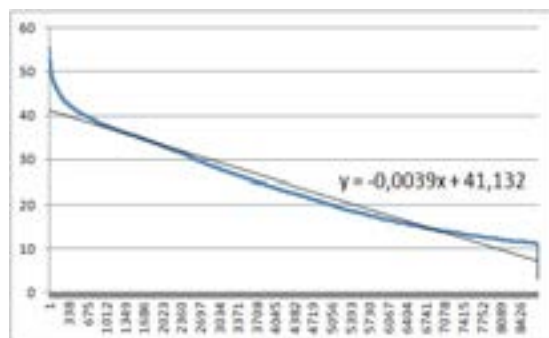
Línea Cuevas_Baj



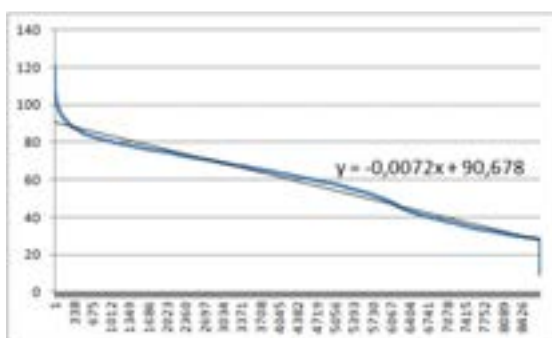
Línea Dep_Huelin



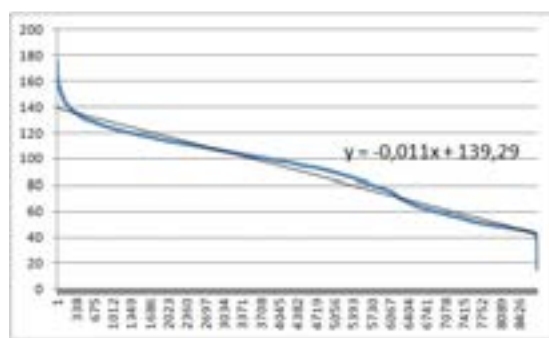
Línea Hiper



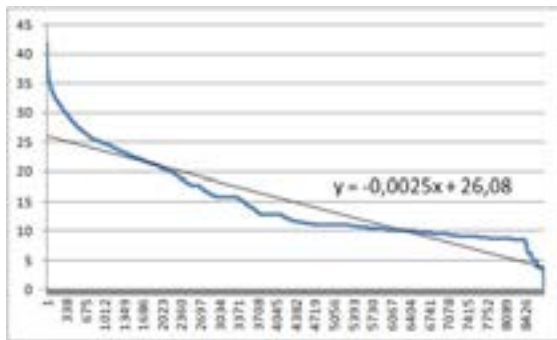
Línea Industrial



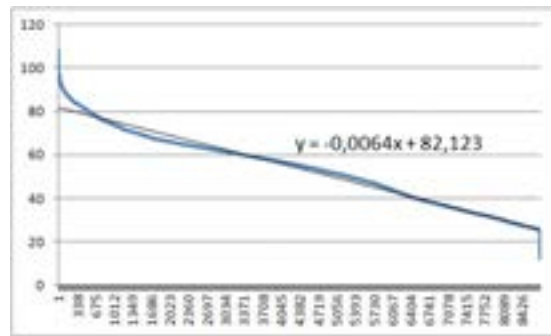
Línea Litoral



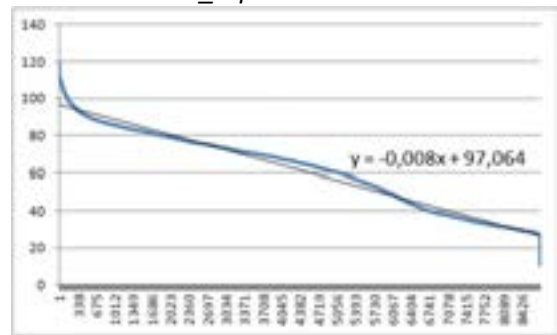
Línea Misericord



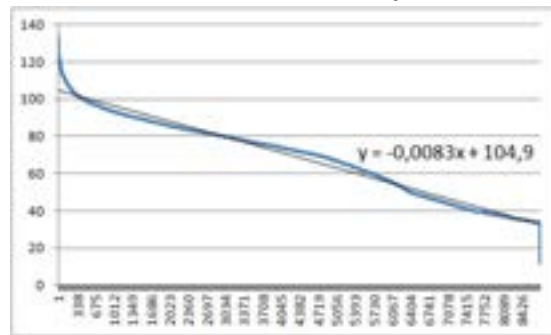
Línea NU_Diputac



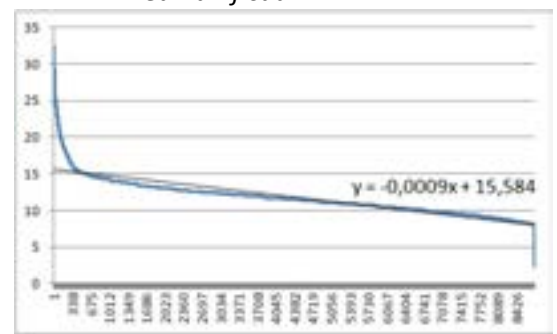
Línea Pacifico



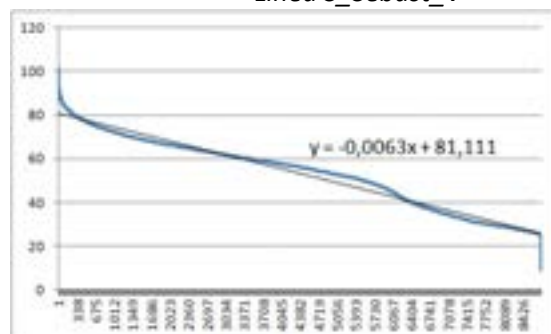
Línea Panificad



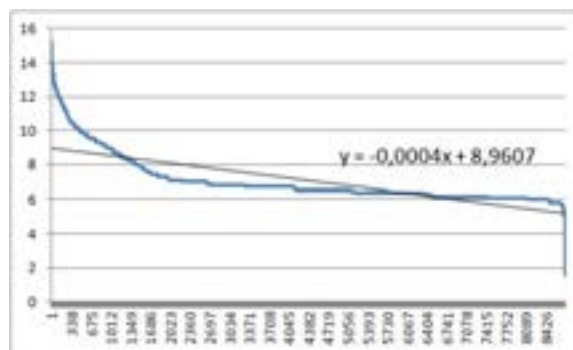
Línea S_Sebast_V



Línea Siemens



Línea Tabacalera



Línea Trremoli

Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica(A)	Imax pend.media (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Azucarer	222	90,2	63,68	158,32	59,51666667	26,81%
C_Cruzcamp	264	209,9	174,02	89,98	-8,823333333	-3,34%
Cuevas_Baj	221	116,1	98,116	122,884	24,08066667	10,90%
Dep_Huelin	283	85,1	68,614	214,386	115,5826667	40,84%
Hiper	220	77,7	59,258	160,742	61,93866667	28,15%
Industrial	291	55,3	41,132	249,868	151,0646667	51,91%
Litoral	314	120,4	90,678	223,322	124,5186667	39,66%
Misericord	291	175,9	139,29	151,71	52,90666667	18,18%
NU_Diputac	291	42	26,08	264,92	166,1166667	57,08%
Pacifico	291	107,9	82,123	208,877	110,0736667	37,83%
Panificadora	222	119,5	97,064	124,936	26,13266667	11,77%
S_Sebast_V	264	133,3	104,9	159,1	60,29666667	22,84%
Siemens	291	32,45	15,584	275,416	176,6126667	60,69%
Tabacalera	244	101,1	81,111	162,889	64,08566667	26,26%
Tremoli	292	15,2	8,9607	283,0393	184,2359667	63,09%
Capacidad media Apoyo Redes (A)		98,80333333			Capacidad Media SubEstación destinada SG	32,85%

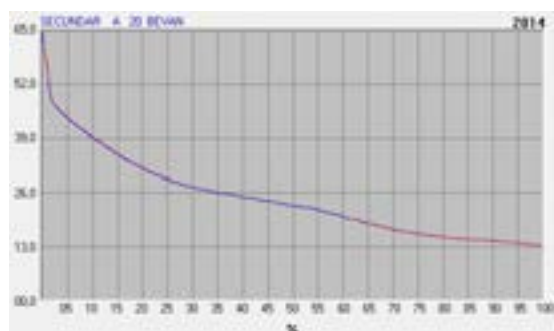
Tabla 24. Capacidades excedentes de las líneas y capacidad media excedente de la subestación San Sebastián, suponiendo carga lineal con pendiente

SECUNDARIA

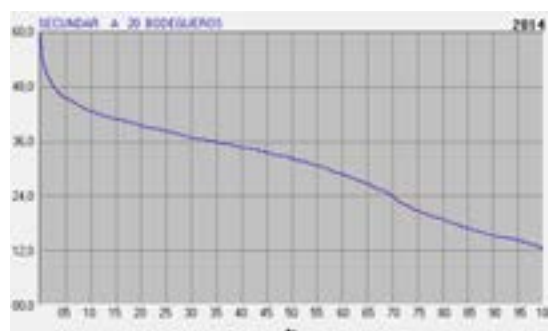
Líneas	Longitud tramos (km)	Nº CT (CCDD)	Nº Trafos	Potencia Instalada MT/BT (KVA)	Potencia Contratada (KW)	Nº Clientes
Bevan	2,815 (Sub)	4	7		2687,8	3
Bodegueros	4,45 (Sub)	8	8	4400	11899,2	3092
Carl_Haya	1,903 (Sub)	5	8	2290	7404,2	1359
Circunval_	4,547 (Sub)	15	16	9470	26772,6	6879
Europa	6,101 (Sub)	13	12	6885	16336	4100
Felix_Saen	2,102 (Sub)	8	8	5150	10013,5	2214
Montilla.	6,231 (Sub)	20	23	13240	30267,2	8000
Polígono1	1,318 (Sub)	5	6	2520	5980,8	1110
Polígono2.	2,14 (Sub)	6	10	5840	14395,6	2632
Pta_Nueva	3,129 (Sub)	4	2	2260	5195,1	1185
Puerto_	3,745 (Sub)	11	12	7280	13992,6	1905
Renfe	3,019 (Sub)	12	15	8010	14382,9	3136
Residenci	6,298 (Sub)	21	24	11760	21964,4	4987
S_A_Vers	5,301 (Sub)	13	14	9415	21102,6	5357
S_Rafael	3,034 (Sub)	3	5	2920	4850,4	1028
Sanatorio	3,19 (Sub)	9	9	4170	11163,3	2985
Scala_2000	1,005 (Sub)	1	1		1500	1
Trinidad_G	1,1 (Sub)	2	3	1890	1147,1	87
Zambrana	3,477 (Sub)	10	12	5935	18530,4	4663

Tabla 25. Propiedades de las líneas pertenecientes a la subestación Secundaria de Málaga Capital. 2014.

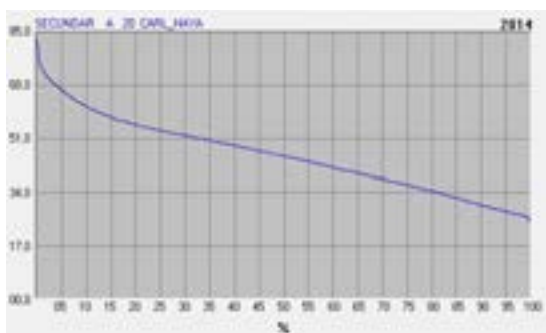
ANÁLISIS DE CARGA DEL AÑO 2014



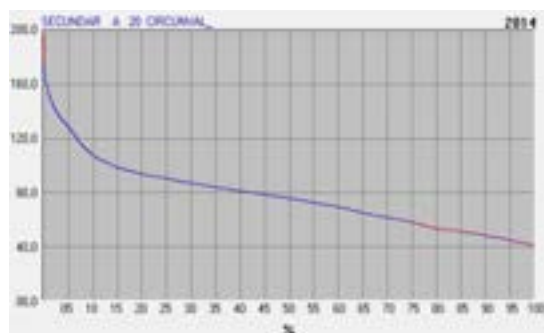
Línea Bevan



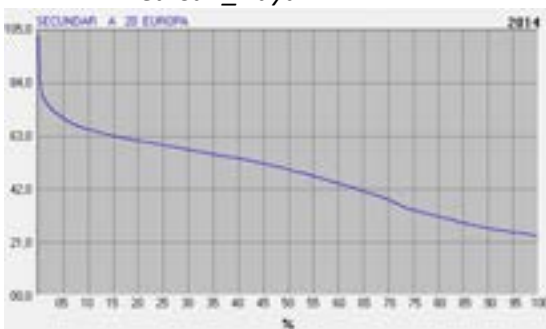
Línea Bodegueros



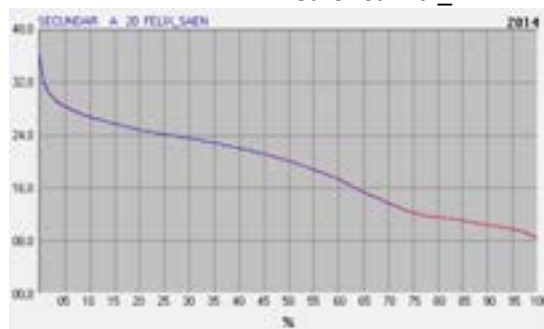
Línea Carl_Haya



Línea Circunval_



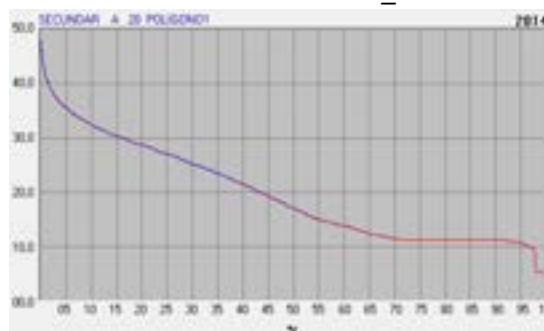
Línea Europa



Línea Felix_Saen



Línea Montilla.



Línea Polígono1



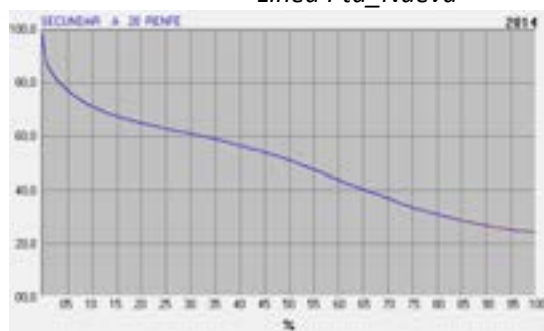
Línea Polígono2.



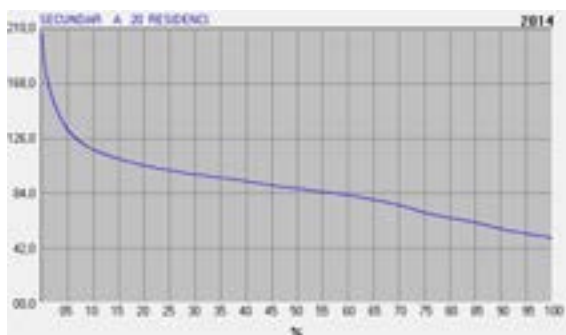
Línea Pta_Nueva



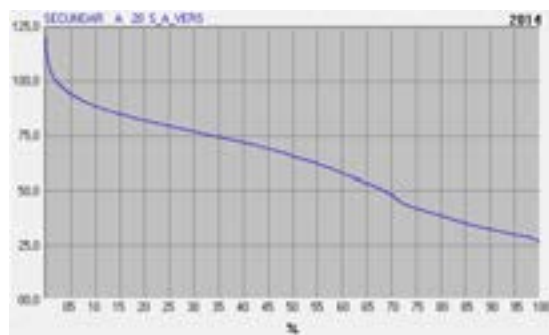
Línea Puerto_



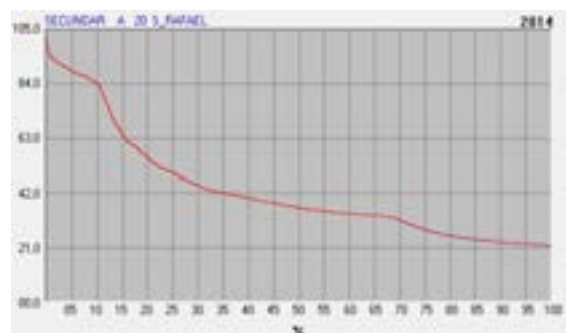
Línea Renfe



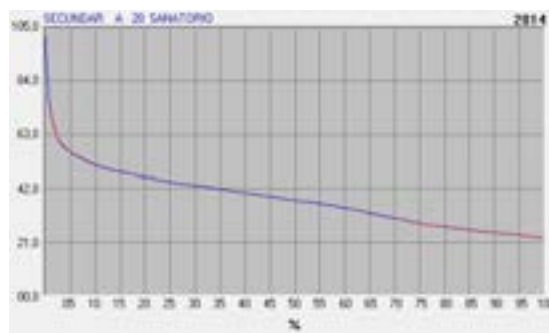
Línea Residenci



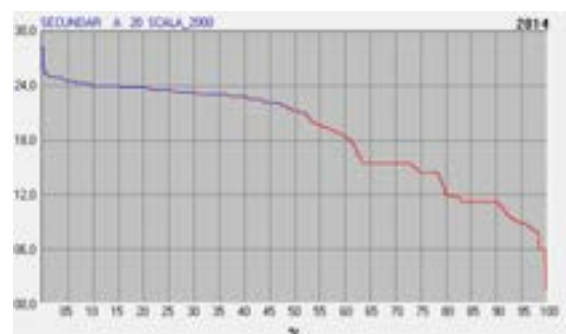
Línea S_A_Vers



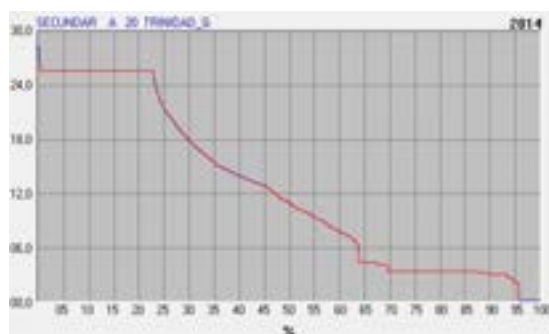
Línea S_Rafael



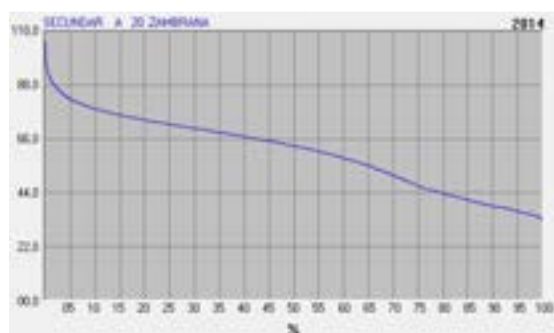
Línea Sanatorio



Línea Scala_2000



Línea Trinidad_G



Línea Zambrana

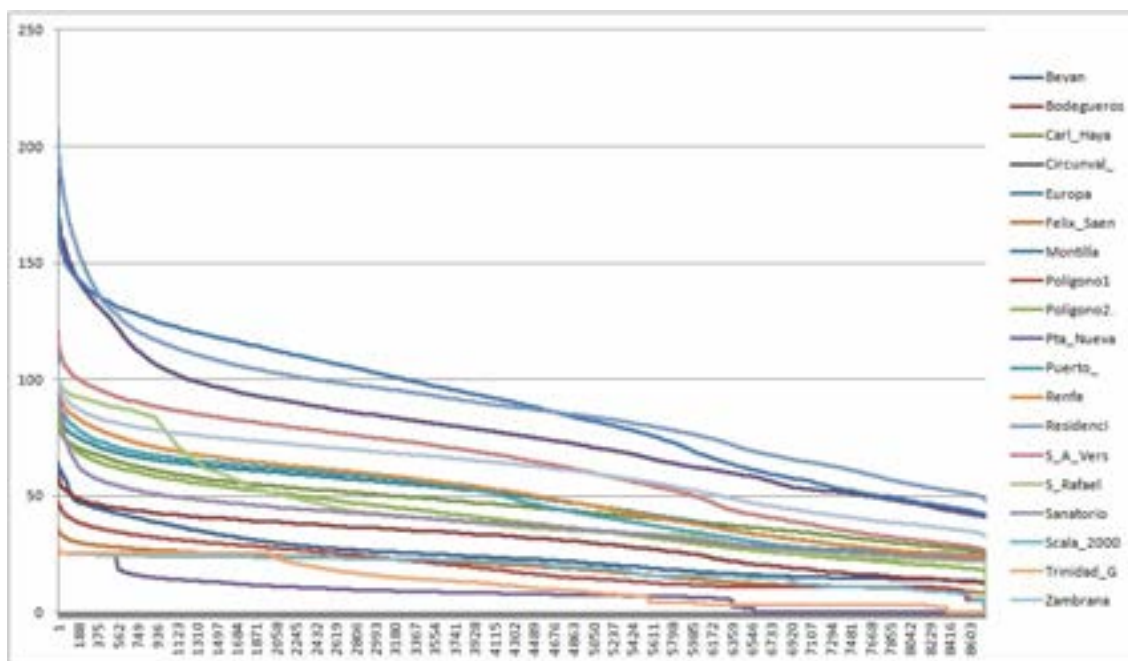
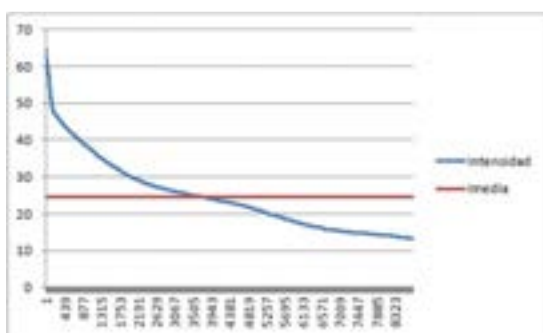
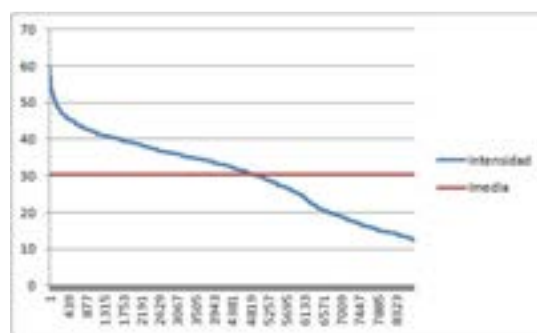


Ilustración 10. Curvas monótonas de consumo de las diferentes líneas de la subestación Secundaria de Málaga Capital. 2014

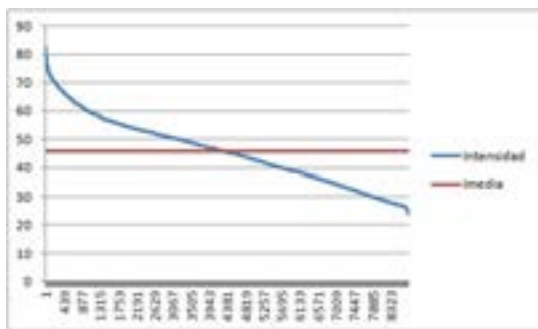
- Hipótesis 1: Carga lineal completamente plana.



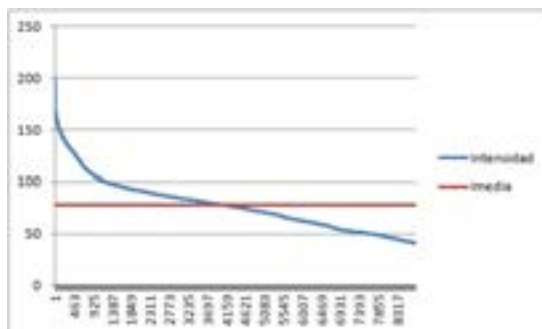
Línea Bevan



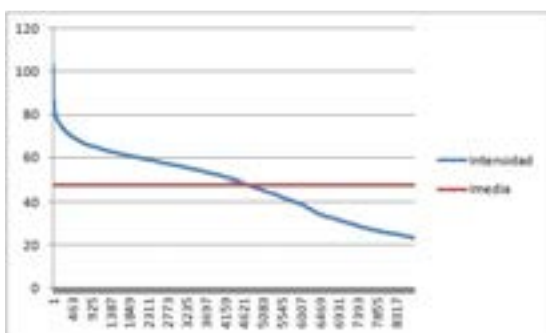
Línea Bodegueros



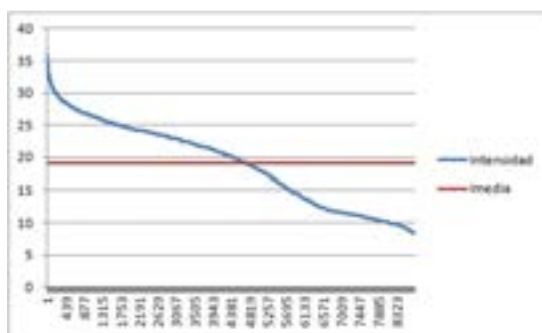
Línea Carl_Haya



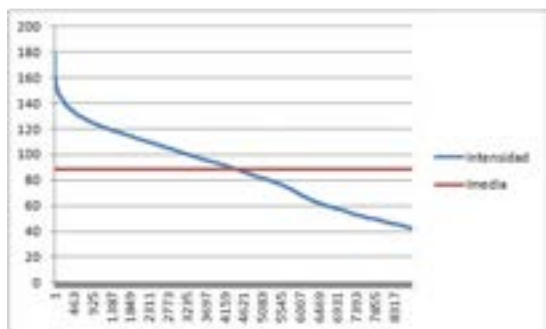
Línea Circunval_



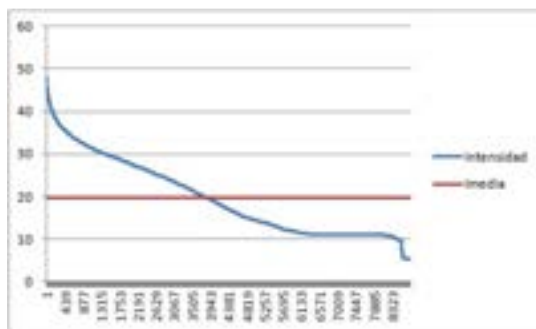
Línea Europa



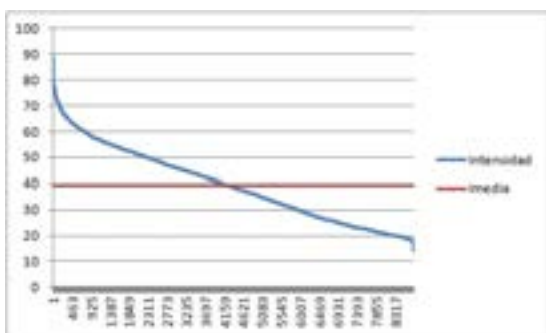
Línea Felix_Saen



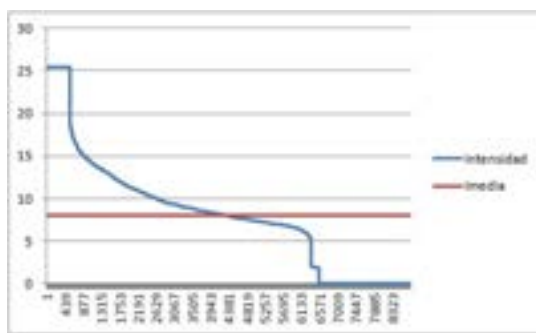
Línea Montilla.



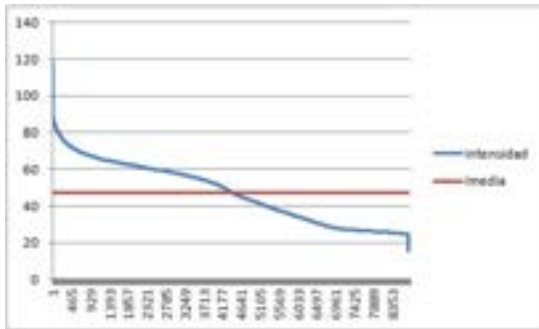
Línea Pol gono1



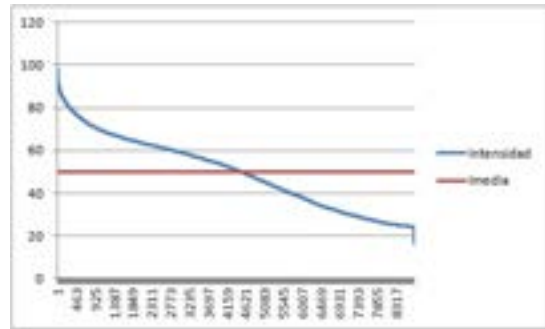
Línea Pol gono2.



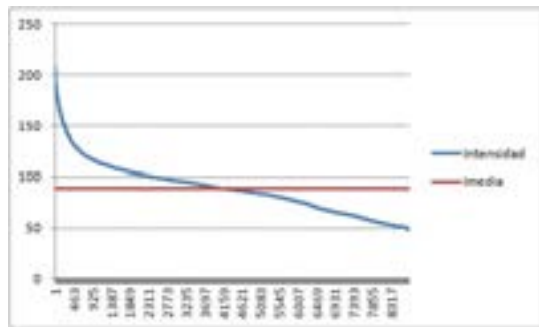
Línea Pta_Nueva



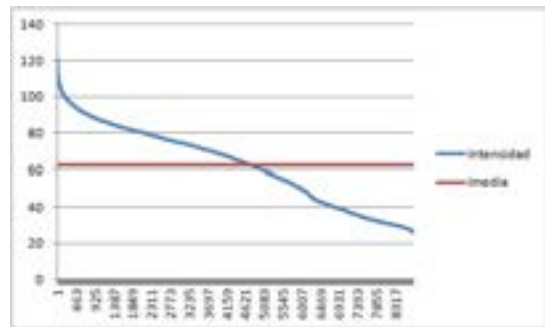
Línea Puerto_



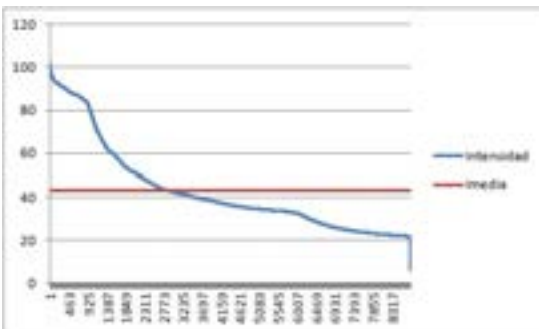
Línea Renfe



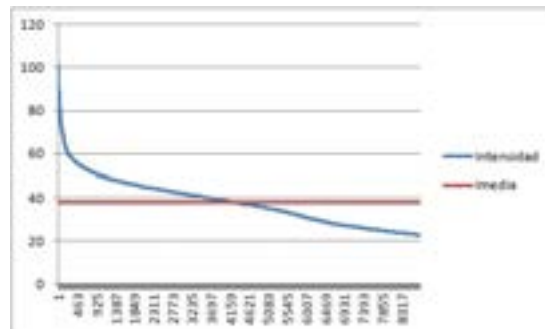
Línea Residenci



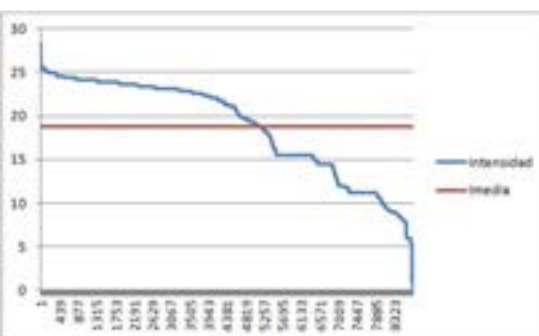
Línea S_A_Vers



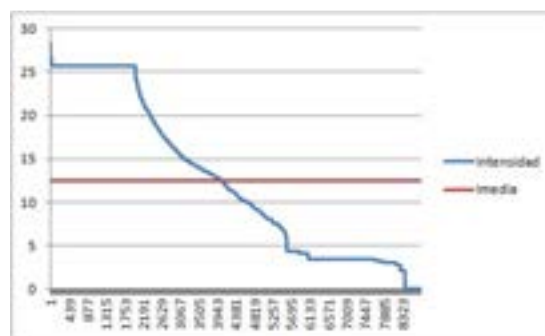
Línea S_Rafael



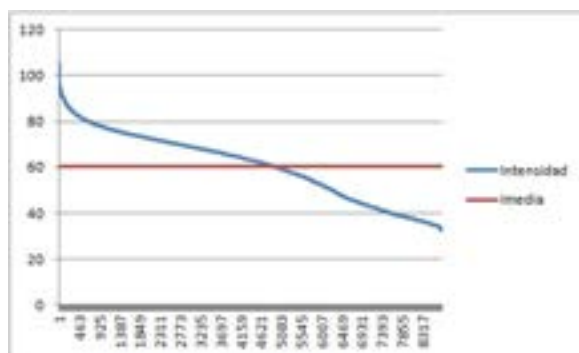
Línea Sanatorio



Línea Scala_2000



Línea Trinidad_G

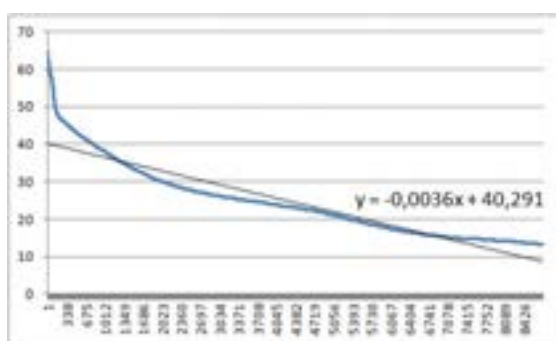


Línea Zambrana

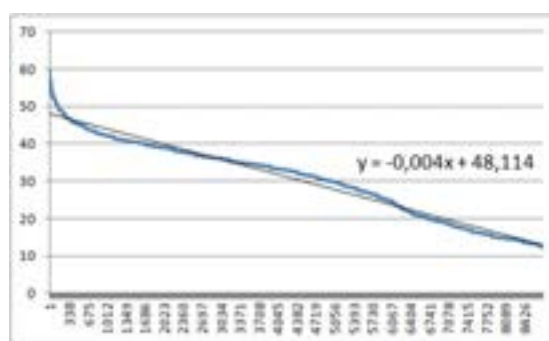
Líneas	Imax operación (A)	Imax histórica	Imedia (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Bevan	221	64,6	24,5451221	196,4548779	101,9843516	46,15%
Bodegueros	282	59,8	30,4872078	251,5127922	157,0422659	55,69%
Carl_Haya	221	82,6	45,6693596	175,3306404	80,86011408	36,59%
Circunval_	264	197,64	77,4325377	186,5674623	92,09693598	34,89%
Europa	291	103,2	47,8753288	243,1246712	148,6541449	51,08%
Felix_Saen	221	36	19,0340491	201,9659509	107,4954246	48,64%
Montilla	221	178,8	88,2011587	132,7988413	0	0,00%
Polígono 1	221	48	19,6324292	201,3675708	106,8970445	48,37%
Polígono 2	282	88,6	39,5392249	242,4607751	147,9902488	52,48%
Pta_Nueva	281	25,5	8,08750799	272,912492	178,4419657	63,50%
Puerto_	221	118,6	47,3716872	173,6283128	79,15778648	35,82%
Renfe	221	98,1	49,7761039	171,2238961	76,75336978	34,73%
Residenci	221	207,2	88,6705902	132,3294098	0	0,00%
S_A_Vers	282	120,7	62,6747089	219,3252911	124,8547648	44,27%
S_Rafael	291	101,6	42,9964943	248,0035057	153,5329794	52,76%
Sanatorio	291	101,5	38,0117694	252,9882306	158,5177043	54,47%
Scala_2000	291	28,4	18,8167808	272,1832192	177,7126929	61,07%
Trinidad_G	221	28,4	12,5000217	208,4999783	114,029452	51,60%
Zambrana	291	105,7	60,6325947	230,3674053	135,896879	46,70%
Capacidad media apoyo (A)		94,47052632		Capacidad Media SubEstación destinada SG		43,10%

Tabla 26. Capacidad media excedente de la subestación Secundaria y de sus respectivas líneas, suponiendo carga lineal completamente plana

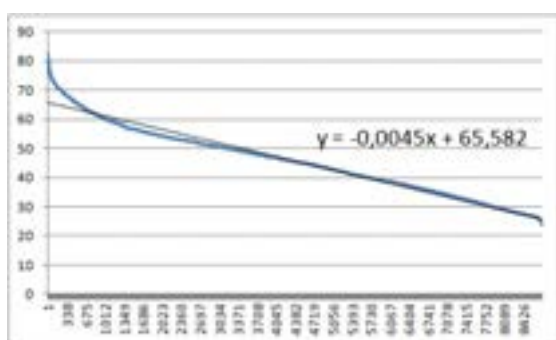
■ Hipótesis 2: Carga lineal con pendiente.



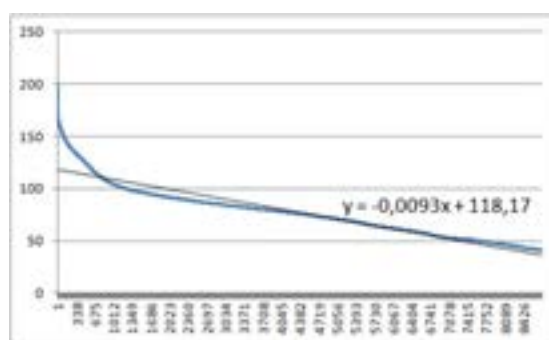
Línea Bevan



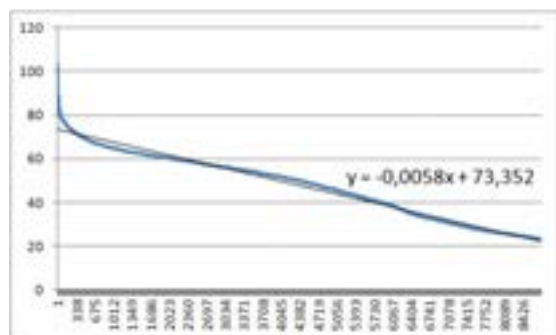
Línea Bodegueros



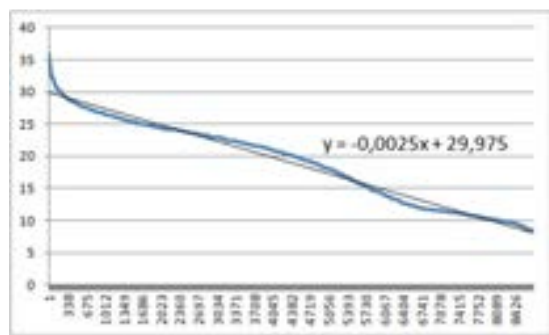
Línea Carl_Haya



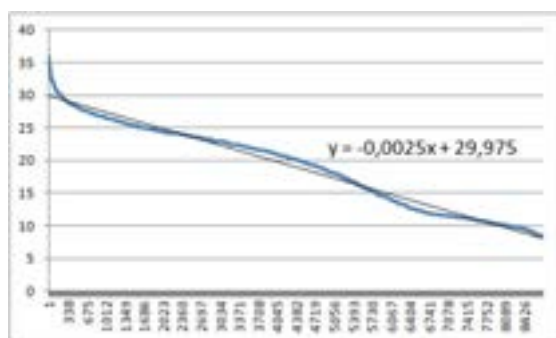
Línea Circunval_



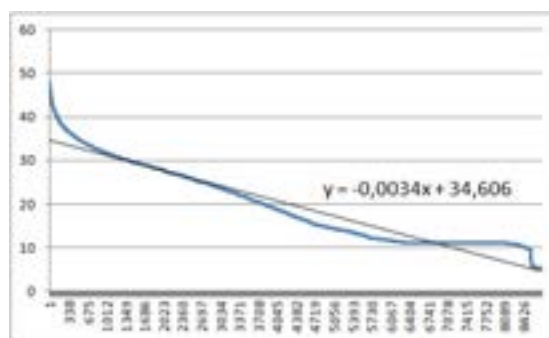
Línea Europa



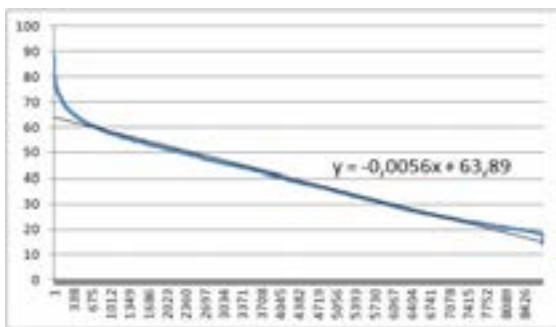
Línea Felix_Saen



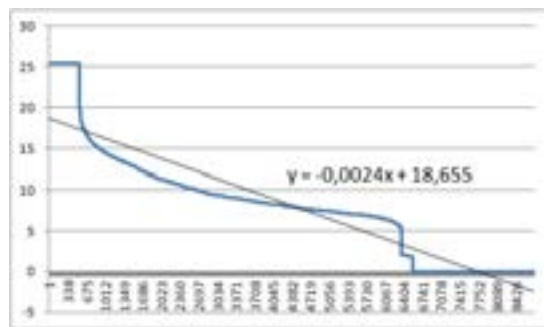
Línea Montilla.



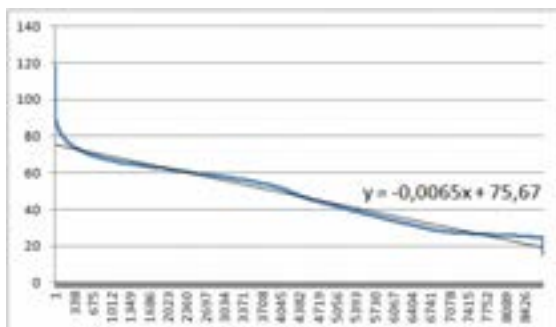
Línea Polígono1



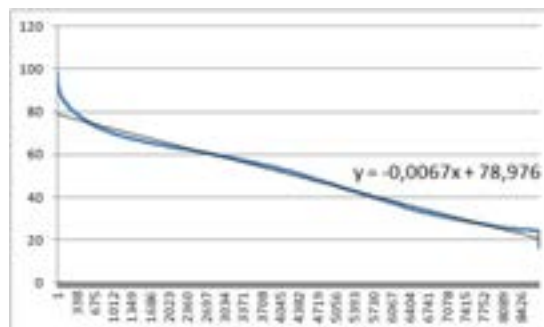
Línea Polígono2.



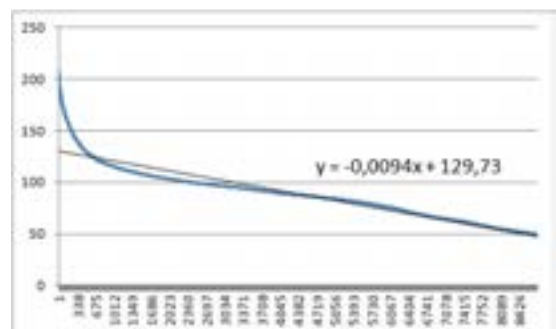
Línea Pta_Nueva



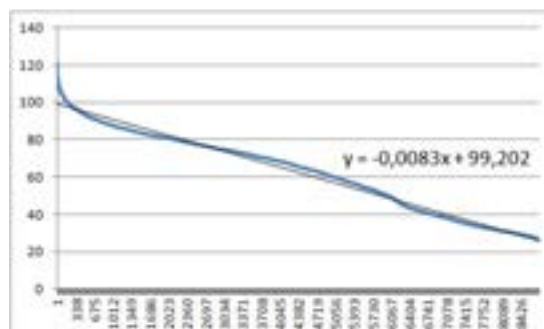
Línea Puerto_



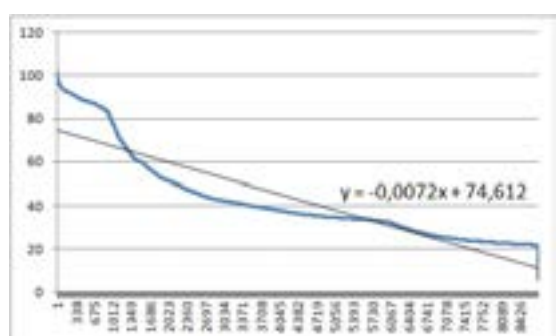
Línea Renfe



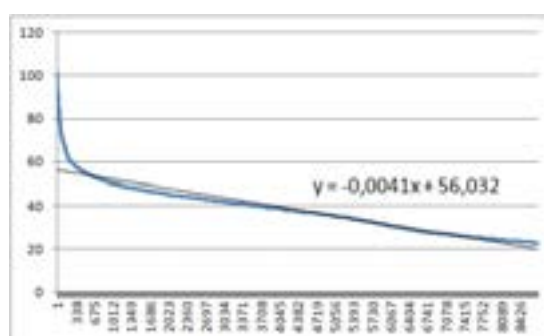
Línea Residenci



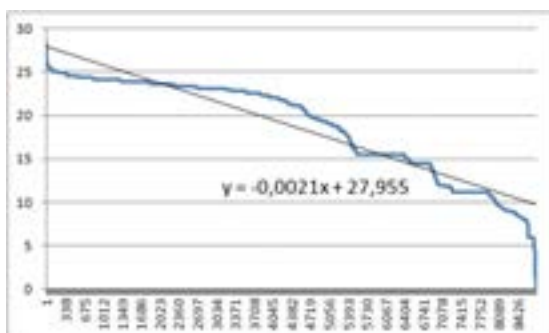
Línea S_A_Vers



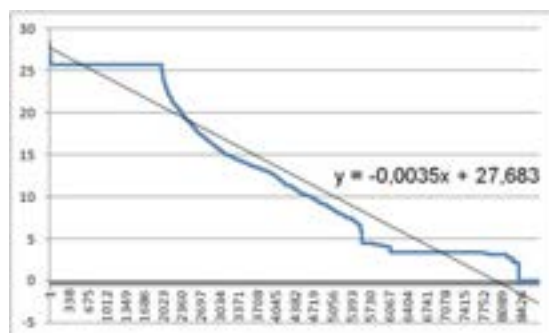
Línea S_Rafael



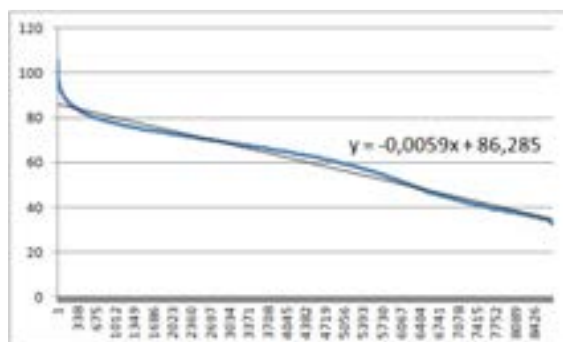
Línea Sanatorio



Línea Scala_2000



Línea Trinidad_G



Línea Zambrana

Líneas	I _{max} operación (A)	I _{max} histórica	I _{max} pend.media (A)	Cap.excedente (A)	Capacidad destinada Smart Grid	%
Bevan	221	64,6	40,291	180,709	86,23847368	39,02%
Bodegueros	282	59,8	48,114	233,886	139,4154737	49,44%
Carl_Haya	221	82,6	65,582	155,418	60,94747368	27,58%
Circunval	264	197,64	118,17	145,83	51,35947368	19,45%
Europa	291	103,2	73,352	217,648	123,1774737	42,33%
Felix_Saen	221	36	29,975	191,025	96,55447368	43,69%
Montilla	221	178,8	137,65	83,35	0	0,00%
Polígono 1	221	48	34,606	186,394	91,92347368	41,59%
Polígono 2	282	88,6	63,89	218,11	123,6394737	43,84%
Pta_Nueva	281	25,5	18,655	262,345	167,8744737	59,74%
Puerto_	221	118,6	75,67	145,33	50,85947368	23,01%
Renfe	221	98,1	78,976	142,024	47,55347368	21,52%
Residenci	221	207,2	129,73	91,27	0	0,00%
S_A_Vers	282	120,7	99,202	182,798	88,32747368	31,32%
S_Rafael	291	101,6	74,612	216,388	121,9174737	41,90%
Sanatorio	291	101,5	56,032	234,968	140,4974737	48,28%
Scala_2000	291	28,4	27,955	263,045	168,5744737	57,93%
Trinidad_G	221	28,4	27,683	193,317	98,84647368	44,73%
Zambrana	291	105,7	86,285	204,715	110,2444737	37,88%
Capacidad media apoyo (A)		94,47052632		Capacidad Media SubEstación destinada SG		35,43%

Tabla 27. Determinación de la capacidad media excedente de la subestación Secundaria para carga lineal con pendiente